8

CLIMAT ET SYSTÈME ÉLECTRIQUE

VISIT…

LANZAROTE Caliente.com

8

CLIMAT ET SYSTÈME ÉLECTRIQUE :
UNE SENSIBILITÉ ACCRUE LIÉE AU CHANGEMENT CLIMATIQUE ET À L'ÉVOLUTION DU MIX

Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent des chemins possibles pour transformer le système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone. Sur les horizons de temps considérés, l'évolution du mix électrique et du climat renforce la dépendance de l'équilibre du système aux aléas climatiques et constitue un élément crucial à prendre en compte dans la planification du système énergétique.

D'une part, le changement climatique, dont la réalité ne fait aujourd'hui plus de doute et qui est amené à se poursuivre sur les prochaines décennies, conduit à s'interroger sur la résilience des infrastructures du système électrique à ses effets. Afin de proposer des options de mix électrique robustes face aux effets du changement climatique, la prospective du système énergétique doit donc nécessairement intégrer ces effets dans l'étude du fonctionnement du système à long terme. En particulier, l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des canicules ou encore la multiplication des périodes de sécheresse constituent des enjeux de premier ordre dans le dimensionnement du système électrique du fait de leurs impacts sur la consommation, la production et le réseau.

D'autre part, le développement des énergies renouvelables variables apporte une sensibilité accrue du système aux aléas météorologiques (vent, rayonnement, température…). La question des périodes sans vent devient en particulier centrale dans l'analyse des besoins de flexibilité du système et RTE est ainsi régulièrement interrogé sur le fonctionnement du système lors de ce type d'événement. Le dimensionnement du parc de production électrique et du réseau repose ainsi sur une analyse de risque intégrant l'occurrence de ces événements particuliers, en s'appuyant sur des modélisations climatiques approfondies et une représentation des corrélations météorologiques à l'échelle du système européen interconnecté.

Les études de dimensionnement du système électrique doivent ainsi pouvoir intégrer la palette des conditions climatiques et leur fréquence, y compris des évènements rares. De manière générale, le développement des énergies renouvelables et le changement climatique conduisent à porter une attention croissante à la prise en compte des aléas météorologiques sur l'équilibre du système et du réseau.

8.1 La sensibilité du système électrique aux variables météorologiques nécessite de prendre en compte la variabilité et l'évolution du climat

8.1.1 Le système électrique français est de longue date sensible aux aléas météorologiques, et le deviendra encore plus avec l'évolution du mix

Les situations extrêmes auxquelles le système électrique est confronté, qu'elles résultent de vagues de froid, de chaleur ou de tempêtes, ont toujours joué un rôle clé dans le dimensionnement du système électrique.

Les effets de la météo sur le système sont nombreux et variés : les variations de température et d'ensoleillement influent sur la consommation électrique des ménages et des entreprises, la production éolienne est naturellement dépendante des conditions de vent, la production photovoltaïque dépend du rayonnement solaire, mais aussi de la température qui peut influer sur le rendement des panneaux, tandis que la disponibilité des centrales hydrauliques et nucléaires est dépendante des débits et/ou de la température des cours d'eau.

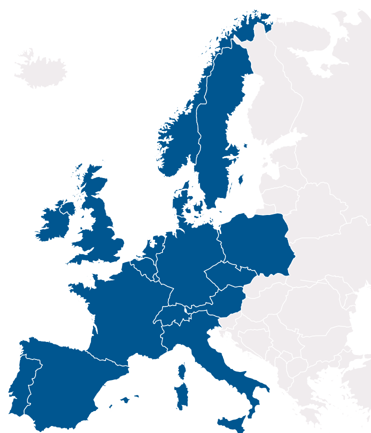
Pour l'équilibre offre-demande en France, un des principaux facteurs de risque correspond aujourd'hui à la survenue de vagues de froid, durant lesquelles la consommation électrique française peut atteindre des niveaux élevés, du fait de sa thermosensibilité hivernale. En été, la consommation française est également thermosensible mais avec des effets qui restent aujourd'hui de moindre ampleur qu'au cours de l'hiver.

Si les vagues de froid ont un impact important sur la consommation d'électricité en France, les vagues de chaleur observées ces dernières années ont également influencé la production, en particulier des centrales nucléaires mais aussi des autres sources de production.

La température n'est pas la seule variable climatique ayant une influence sur les paramètres du système électrique. Les variations de vent, de rayonnement ou encore de précipitations affectent naturellement la production d'électricité d'origine renouvelable.

Le développement des interconnexions conduit en outre à accroître le foisonnement des productions à la maille européenne, mais également les interdépendances entre les différents pays européens. La simulation de l'équilibre offre-demande passe donc par une représentation fine de la corrélation des données météorologiques entre les différentes zones géographiques.

Figure 8.1 Périmètre des pays modélisés de manière explicite sur le plan des aléas météorologiques



Modélisation des corrélations spatiales et temporelles à l'échelle européenne et au pas horaire selon de nombreuses configurations météorologiques

8.1.2 Les derniers travaux du GIEC confirment la réalité du changement climatique et mettent en évidence l'importance d'intégrer ses conséquences dans le développement des infrastructures

Le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) a publié le 9 août 2021 la première partie de son sixième rapport d'évaluation (AR6)[1]. Dans la lignée des précédentes publications, il confirme la réalité et l'intensité des changements climatiques, passés et à venir.

Depuis le début du XXe siècle, un important réchauffement de l'atmosphère et des océans a ainsi été observé, avec une accélération rapide au cours des dernières décennies. Ce réchauffement est attribué aux émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines, avec un haut niveau de confiance. À l'échelle du globe, la température moyenne sur la période 2011-2020 a été 1,09 °C plus chaude que la moyenne sur la période dite préindustrielle (1850-1900)[2].

Il est également établi que les émissions de gaz à effet de serre sont responsables de l'augmentation des événements extrêmes, en intensité et en fréquence, parmi lesquels les vagues de chaleur, les sécheresses et les événements de précipitations intenses.

La hausse future des températures dépendra du volume des émissions mondiales de gaz à effet de serre sur les prochaines décennies. À l'horizon 2050, selon les dernières estimations du GIEC, la hausse de température mondiale (par rapport à 1850-1900) pourrait être de :

- 1,6 °C (intervalle de confiance entre 1,2 et 2,0 °C) dans une hypothèse de décroissance immédiate et rapide des émissions (SSP1 – RCP1.9[3]) ;
- 2,0 °C (intervalle de confiance entre 1,6 et 2,5 °C) avec une hypothèse de stabilisation des émissions, restant proches de leurs valeurs actuelles jusqu'au milieu du siècle (SSP2 – RCP4.5) ;
- 2,4 °C (intervalle de confiance entre 1,9 et 3,0 °C) avec une hypothèse d'augmentation des émissions (SSP5 – RCP8.5).

1. https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/
2. L'intervalle de confiance va de 0,95 à 1,20 °C, selon les chiffres du sixième rapport du GIEC.
3. Les SSP (Shared Socioeconomic Pathways) sont des hypothèses d'évolution de la société et de l'économie mondiale. Les RCP (Representative Concentration Pathways) sont des hypothèses associées sur l'évolution des concentrations en gaz à effet de serre de l'atmosphère.
Source : https://meteofrance.com/changement-climatique/quel-climat-futur/changement-climatique-les-scenarios-du-giec

Il est à noter que ces valeurs moyennes sur le globe masquent des disparités, les terres émergées se réchauffant plus que les océans. Ainsi, la hausse moyenne en France sera un peu plus élevée que la hausse moyenne mondiale.

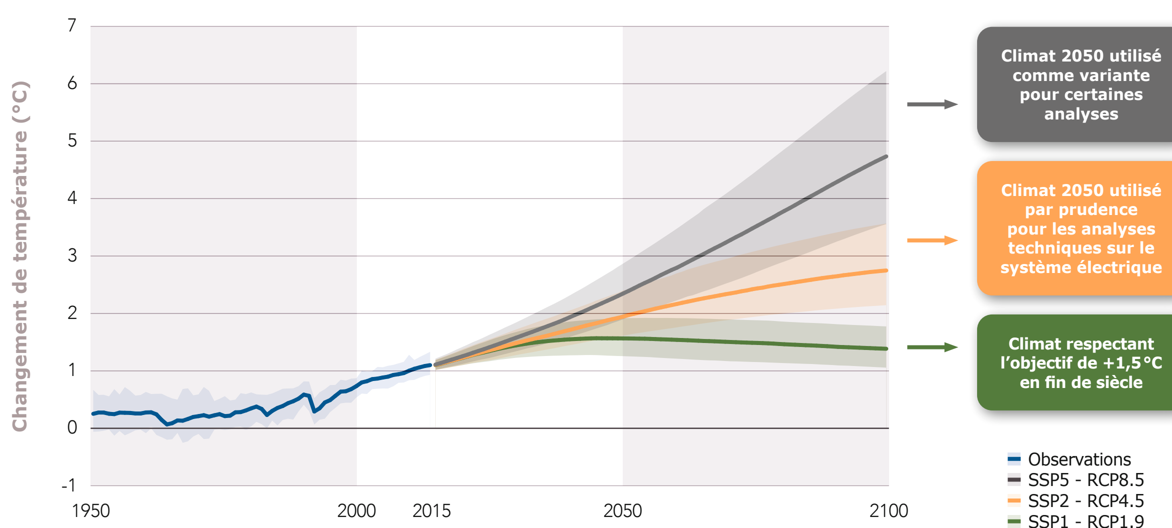
Fort de ces constats, le GIEC a rappelé l'importance d'agir pour maîtriser les effets du changement climatique à long terme.

D'une part, les experts du GIEC mettent en évidence l'intérêt d'infléchir rapidement les émissions de gaz à effet de serre anthropiques pour limiter l'ampleur du changement climatique à long terme. L'enjeu est d'agir rapidement au cours des prochaines années, en particulier sur la production et l'utilisation de l'énergie, qui représente plus des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial. Les trajectoires d'évolution du système énergétique décrites et analysées dans le cadre de cette étude mettent en évidence les chemins possibles pour parvenir à réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre.

D'autre part, il s'agit d'organiser l'adaptation de la société aux effets du changement climatique. Les effets déjà visibles aujourd'hui vont ainsi se poursuivre de manière inéluctable au cours des prochaines décennies. Dans tous les cas, la température moyenne en France[4] ainsi que l'occurrence des événements extrêmes seront modifiées de manière conséquente à l'horizon 2050.

L'adaptation des infrastructures énergétiques, particulièrement exposées aux variables climatiques, apparaît donc comme un enjeu de premier ordre. Ceci a conduit RTE à dédier un volet spécifique de l'étude à la prise en compte des effets du changement climatique, pour assurer la résilience des options de mix électrique décrites à l'évolution du climat.

Figure 8.2 Évolution des températures de surface (moyenne globale, par rapport à 1850-1900) observée de 1950 à 2015 puis projetée jusqu'à 2100 selon différentes trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre. Meilleures estimations et intervalles de confiance à 90 %. (Graphique reproduit à partir des données du sixième rapport d'évaluation du GIEC[5])



4. La température moyenne « France » correspond à une moyenne pondérée de données de températures d'un panier de 32 stations météorologiques. Le choix des stations ainsi que la pondération correspondante ont été déterminés par RTE de façon à obtenir la meilleure représentation de l'impact de l'aléa météorologique sur l'ensemble de la consommation française.
5. https://catalogue.ceda.ac.uk/uuid/98af2184e13e4b91893ab72f301790db

8.1.3 Les *Futurs énergétiques 2050* s'appuient sur des modèles climatiques de Météo-France cohérents avec les travaux du GIEC

Afin de prendre en compte la variabilité des conditions météorologiques dans ses études prévisionnelles, RTE travaille depuis une dizaine d'années avec Météo-France, qui réalise des simulations climatiques spécifiques pour ce type d'applications. Les référentiels climatiques utilisés dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* ont ainsi été générés par Météo-France sur la base de son modèle de climat ARPEGE-CM5, dans une version proche de celle utilisée pour le cinquième rapport du GIEC.

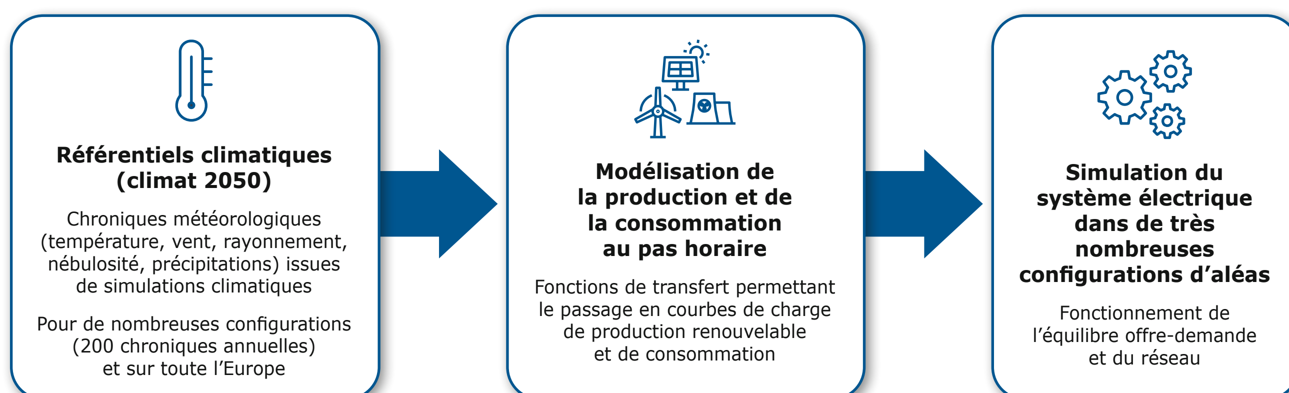
Les sorties de ces simulations sont les variables météorologiques nécessaires pour simuler le système électrique (en premier lieu température, vent, rayonnement solaire et précipitations) sous forme de chroniques temporelles au pas horaire, couvrant l'ensemble du domaine européen avec une résolution spatiale de 20 kilomètres. En complément, Météo-France a également utilisé sa chaîne de modélisation hydrologique pour créer des chroniques journalières de débits des rivières françaises.

Ces simulations permettent de respecter la cohérence physique entre variables, les corrélations temporelles (entre les pas de temps), et les corrélations géographiques (entre les différentes régions européennes). Elles fournissent un grand nombre d'années différentes afin d'explorer une grande diversité de conditions météorologiques possibles en incluant même des extrêmes pouvant ne pas s'être réalisés dans les dernières décennies.

Afin d'intégrer les effets du changement climatique à long terme, l'étude *Futurs énergétiques 2050* utilise une nouvelle version, créée en 2018, de ces simulations climatiques dédiées, intégrant différents niveaux de réchauffement climatique à l'horizon 2050 correspondant à certaines trajectoires étudiées par le GIEC. Les travaux réalisés par Météo-France en partenariat avec RTE permettent ainsi de disposer de plusieurs ensembles de simulations climatiques, contenant chacun 200 chroniques annuelles au pas de temps horaire.

Chacun de ces ensembles est réalisé «à climat constant» c'est-à-dire en cherchant à représenter le climat d'une période donnée (par exemple autour de 2050), en fixant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère aux valeurs

Figure 8.3 Méthodologie de simulation du système électrique et représentation des effets du climat



proposées par le GIEC dans ses différentes trajectoires et en générant un grand nombre de configurations permettant de refléter la variabilité interne du climat :

- Un premier ensemble est représentatif du climat autour des années 2000.
- Deux autres ensembles sont représentatifs du climat projeté à l'horizon 2050, selon deux trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre, correspondant aux travaux du GIEC :
  - RCP4.5 : trajectoire d'émissions intermédiaire, correspondant à une inflexion sur les émissions au niveau mondial mais qui ne permet pas de contenir le réchauffement sous 1,5 ou 2 °C en fin de siècle.
  - RP8.5 : trajectoire d'émissions très élevées, sans effort particulier destiné à les contenir, mais aujourd'hui jugée peu probable.
- Enfin, une variante de la température a également été créée pour représenter le climat actuel, déjà réchauffé par rapport à 2000.

La trajectoire RCP4.5 est utilisée comme référence afin d'intégrer un principe de prudence, en évitant de sous-estimer les conséquences concrètes du changement climatique en cours. Elle conduit à une augmentation moyenne de la température supérieure à l'objectif de l'accord de Paris pour la fin du siècle, en visant toutefois des émissions inférieures à celles que donnerait l'extrapolation des tendances actuelles. La trajectoire RCP8.5 est quant à elle utilisée en complément du RCP4.5, de manière à évaluer les effets du réchauffement et la résilience du système dans les situations les plus défavorables ou qui pourraient correspondre à des horizons plus lointains.

Les simulations des *Futurs énergétiques 2050* reposent sur ces différents jeux de simulations climatiques. Toutefois, **compte tenu des incertitudes inhérentes à la modélisation du climat, les résultats issus de ces simulations spécifiques ont systématiquement été mis en perspective par rapport à d'autres études et jeux de données.** Un accent particulier a été mis sur la comparaison avec d'autres modèles climatiques que celui de Météo-France. Ces analyses montrent que les simulations utilisées par RTE se situent dans l'ensemble des projections données par les autres modèles et études.

8.2 Les principaux effets du changement climatique devraient se caractériser, en France, par une hausse des températures, une fréquence accrue d'événements extrêmes et une modification du cycle hydrologique

Les projections sur le fonctionnement du système électrique à l'horizon 2050 ont conduit en premier lieu à porter une attention particulière sur les effets attendus du changement climatique sur les prochaines décennies. Les travaux de RTE se sont plus particulièrement focalisés sur les variables ayant un lien direct avec l'équilibre du système électrique (température, vent, rayonnement, précipitations et débits des rivières), avec l'objectif d'identifier l'ampleur des variations observées dans les simulations de Météo-France mais également dans l'ensemble des autres modèles et travaux de climatologie menés au niveau international (GIEC, Service Copernicus…).

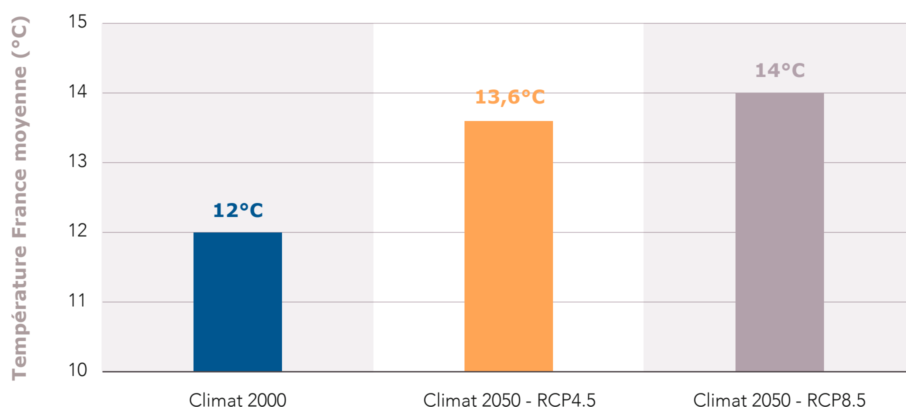
8.2.1 Le changement climatique affecte en premier lieu la température, avec une augmentation des moyennes et une modification des extrêmes

8.2.1.1 Les températures moyennes vont continuer d'augmenter en France sur les prochaines décennies

La température est la variable pour laquelle les effets du changement climatique sont les plus marqués et pour laquelle l'ensemble des simulations climatiques convergent, même si des différences d'amplitude peuvent être observées entre les différents modèles.

À l'horizon 2050, l'ampleur de la hausse attendue en France dépend de la trajectoire d'évolution des émissions au niveau mondial. Dans le référentiel climatique 2050 RCP4.5 utilisé dans l'étude, la température moyenne France augmente de 1,6 °C par rapport au référentiel 2000, tandis que l'augmentation atteint 2 °C dans le référentiel 2050 RCP8.5.

Figure 8.4 Température annuelle moyenne en France dans les différentes bases climatiques



Ces valeurs se situent dans la moyenne des augmentations de température estimées sur la même période par les modèles climatiques pris en compte dans les rapports du GIEC. Cette évolution est très significative et conduit à des effets sur l'ensemble du système : consommation (chauffage, climatisation…), production (rendement et disponibilité des centrales thermiques et nucléaires…).

Ces changements sur la température moyenne s'accompagnent logiquement d'une diminution de fréquence des températures froides (environ 2,5 fois moins d'heures où la température est négative) et d'une augmentation de fréquence des températures chaudes (environ deux fois plus d'heures où la température est supérieure à 25 °C).

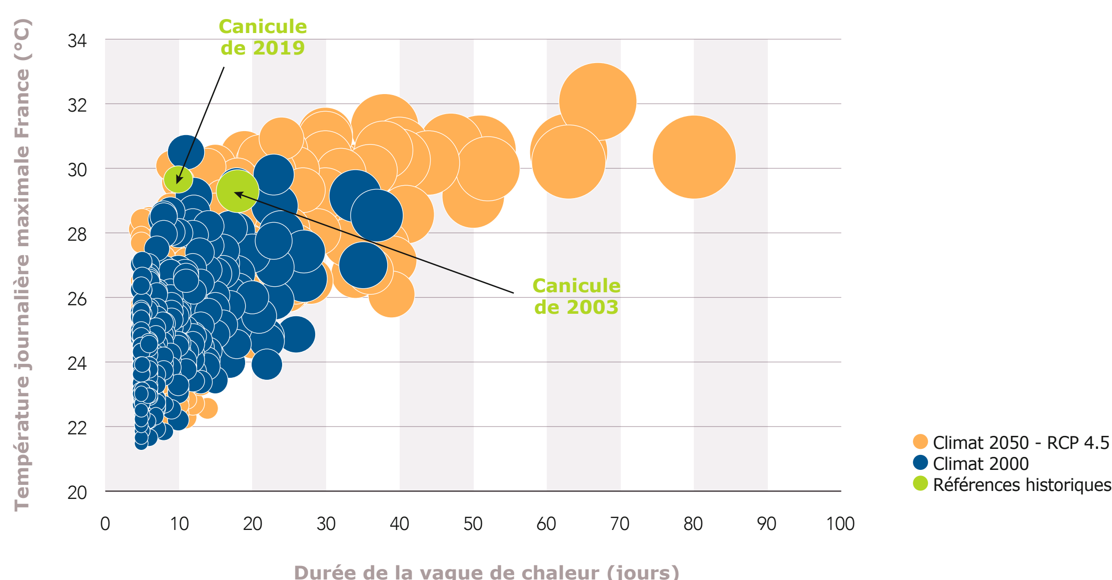
8.2.1.2 Les canicules deviennent plus fréquentes et plus intenses

En corollaire de l'augmentation moyenne des températures en France, les extrêmes chauds deviennent de plus en plus fréquents et plus intenses donnant lieu à de nouveaux records.

Dans le référentiel de climat 2000, le record de juillet 2019 (29,7 °C en moyenne journalière France) a une probabilité d'apparition très faible (de l'ordre de 1,5 %), alors que la probabilité d'atteindre ce niveau de température est nettement plus importante à l'horizon 2050 (~20 % dans le référentiel RCP4.5 et ~25 % dans le référentiel RCP8.5), celui-ci étant parfois même dépassé à plusieurs reprises dans l'année.

La durée des événements chauds tend également à s'accroître. Dans certains cas extrêmes, les vagues de chaleur peuvent s'étaler sur plusieurs semaines consécutives. Ces événements seront ainsi de nature à solliciter fortement le système électrique.

Figure 8.5 Intensité des canicules simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5, et comparaison avec les épisodes historiques

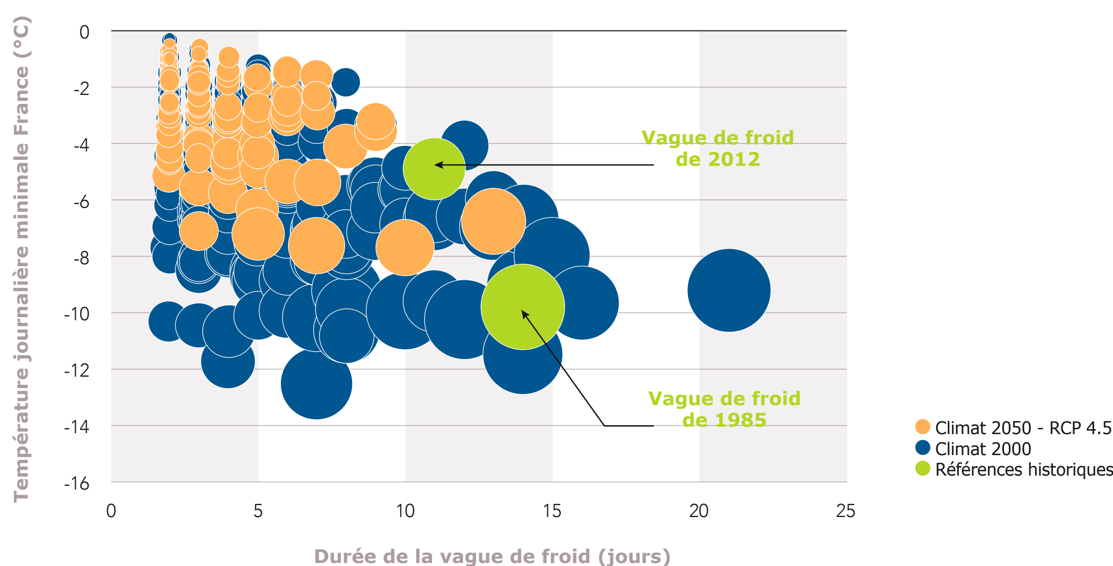


8.2.1.3 À l'inverse, les vagues de froid se raréfient

Les épisodes de froid extrême deviennent quant à eux plus rares. La probabilité d'atteindre des températures négatives de l'ordre du record de froid de février 2012 (-4,9 °C en moyenne journalière France) au moins une fois dans l'année devient très faible (seulement 5 à 6 % dans les référentiels à l'horizon 2050).

À long terme, l'occurrence de vagues de froid n'est cependant pas exclue. Certaines configurations extrêmes projetées à l'horizon 2050 conduisent ainsi à des températures journalières France largement négatives. Ce type de situations restera très contraignant pour le système électrique dans la mesure où le chauffage électrique, même orienté sur des solutions plus efficaces que par le passé comme des pompes à chaleur et intégré dans une stratégie globale de rénovation du bâti, induira durablement une sensibilité importante de la consommation aux événements froids *(voir 8.3.1)*.

Figure 8.6 Intensité des vagues de froid simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5 et comparaison avec les épisodes historiques



8.2.2 Le cycle hydrologique est modifié et les sécheresses deviennent plus fréquentes

8.2.2.1 Le changement climatique modifie les précipitations et les débits

Le changement climatique affecte aussi les précipitations et l'ensemble du cycle hydrologique. Les changements sont toutefois plus incertains que pour la température, surtout s'agissant des impacts sur une région ciblée. Les modèles climatiques utilisés dans les travaux du GIEC s'accordent sur une diminution des précipitations dans la zone méditerranéenne et une augmentation sur le nord de l'Europe. La France

est située dans une zone de transition de sorte qu'il n'y a pas de tendance marquée en moyenne annuelle à l'échelle nationale. Cela masque cependant des différences entre les régions ainsi que des évolutions saisonnières avec des tendances à la hausse en hiver et à la baisse en été.

Ces caractéristiques se retrouvent dans les référentiels climatiques 2050 utilisés dans les travaux de RTE, avec des variations d'amplitude limitée en moyenne (quelques pourcents, pas de tendances extrêmement fortes ni à la hausse ni à la baisse) même si la variabilité d'une année sur l'autre reste importante, avec certaines années très pluvieuses et d'autres très sèches.

Une tendance certaine des modèles est la diminution des chutes de neige. Sur les massifs montagneux, cela entraîne une diminution du volume d'eau stockée dans le manteau neigeux et sa fonte plus précoce au printemps, voire dès la fin de l'hiver.

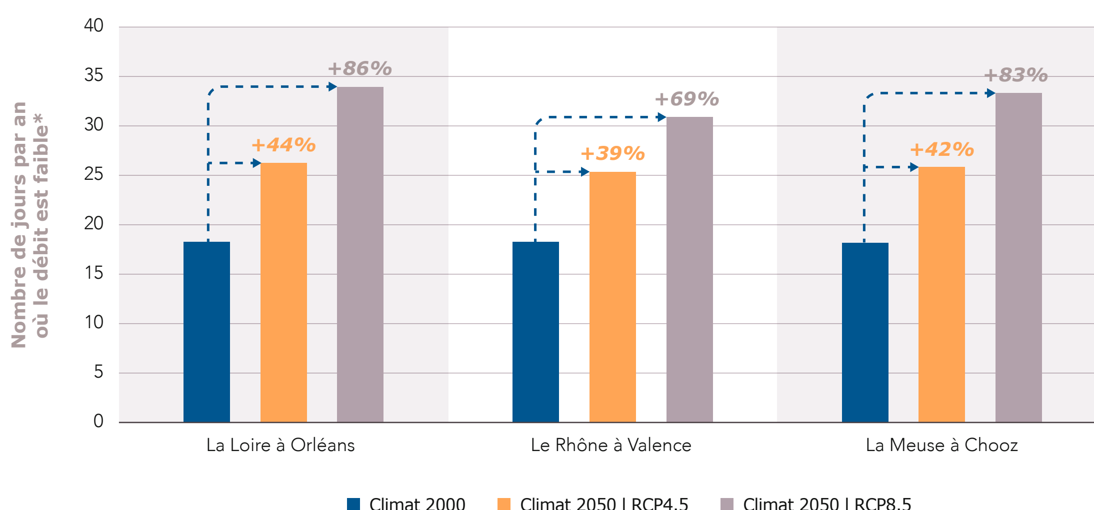
Ces modifications ont une incidence sur les débits des cours d'eau, notamment en termes de saisonnalité. Dans les référentiels 2050 par rapport à 2000, plusieurs effets sont observés :
- une diminution générale des débits sur la période sèche d'août à octobre, période qui s'étend même à novembre voire décembre en RCP8.5 ;
- une augmentation des débits au printemps, excepté en montagne ;
- en montagne, une hausse en fin d'hiver (janvier-février) et une baisse au printemps (avril-mai).

Ces évolutions vont logiquement modifier la gestion de la production hydroélectrique *(voir 8.3.2)* mais pourront aussi affecter la disponibilité des centrales nucléaires *(voir 8.3.3).*

8.2.2.2 Les sécheresses deviennent plus fréquentes

Les sécheresses des sols et des cours d'eau ont tendance à être plus fréquentes. Elles résultent d'un manque de précipitations sur une longue période mais aussi de l'évaporation qui est accentuée par la hausse des températures.

Figure 8.7 Occurrence moyenne de débits faibles sur quelques fleuves dans les trois référentiels climatiques



* un faible débit correspond à une valeur inférieure au quantile 5% du climat 2000

Cette tendance se traduit, dans les référentiels climatiques 2050 utilisés, par des périodes de faible débit plus fréquentes, comme illustré sur la figure 8.7. À titre d'exemple, le nombre de jours pendant lesquels le débit[6] de la Loire à Orléans est inférieur à 120 m^3/s (soit le tiers de son débit moyen actuel) augmenterait d'environ 40 % à 90 % à l'horizon 2050, selon les deux référentiels climatiques considérés. Cette tendance se retrouve sur presque toute la France avec des amplitudes un peu plus fortes sur la moitié est. Le bassin versant de la Seine a un comportement un peu différent avec moins de débits très faibles en RCP4.5, mais une inversion de la tendance en RCP8.5. Dans l'est des Alpes, on trouve quelques exceptions de cours d'eau pour lesquels les débits faibles sont moins fréquents en 2050, même en RCP8.5.

8.2.3 Le vent et le rayonnement solaire n'évoluent pas significativement

Les évolutions du vent en surface et du rayonnement solaire en climat 2050 sont de faible amplitude, et en tout cas nettement inférieures à la variabilité interannuelle naturelle. Le changement climatique ne semble ainsi pas avoir d'impact notable sur le vent et le rayonnement solaire.

Ceci est cohérent avec les résultats d'autres modèles. Les travaux du GIEC montrent en particulier qu'il n'y a pas de convergence sur le signe des changements pour ces deux variables et que les effets restent limités en moyenne.

L'enjeu autour de l'évolution de la production éolienne et solaire à long terme réside donc moins dans l'effet du changement climatique que sur l'accroissement de la dépendance de l'équilibre offre-demande à ces sources de production.

6. Les débits des rivières projetés dans le cadre de l'étude sont des débits dit « naturels », c'est-à-dire correspondant à des débits qui seraient observés en l'absence d'intervention humaine. Ils peuvent différer des débits mesurés, qui sont influencés par l'utilisation de l'eau en amont (barrages hydroélectriques, aménagements, prélèvements agricoles…).

Les analyses de RTE couvrent un large panel de situations météorologiques

Conceptualisés dans les années 1960, les régimes de temps (ou types de temps) correspondent à des structures caractéristiques de l'atmosphère. Ces structures dites « de grande échelle » sont notamment bien adaptées à la description des circulations atmosphériques typiques de l'Europe et du nord de l'Atlantique à des échelles intra-saisonnières. Sur cette zone géographique et en hiver, quatre régimes principaux peuvent être distingués :

- Le régime NAO+ (phase positive de l'oscillation nord-atlantique) correspond à un renforcement de la dépression d'Islande et de l'anticyclone des Açores, qui entraîne des entrées d'air maritime doux et humide en provenance de l'océan Atlantique. Il apporte des anomalies chaudes et humides sur une grande partie de l'Europe, en particulier dans le nord où elles sont très marquées. Dans ce régime, le risque d'extrême froid est très diminué alors que le risque de fortes précipitations est fortement augmenté. Les flux de sud-ouest étant favorisés sur la France, le régime NAO+ est associé à des anomalies positives de la vitesse du vent.
- Le régime NAO- (phase négative de l'oscillation nord-atlantique) est l'opposé du précédent. Il correspond à un affaiblissement de la dépression d'Islande et de l'anticyclone des Açores. Il en résulte une diminution des entrées d'air maritime provenant de l'ouest, qui laisse donc la place à des masses d'air provenant du nord et de l'est. Le régime NAO- est associé à de fortes anomalies froides et sèches sur la moitié nord de l'Europe et chaudes et humides dans le sud-ouest, en particulier sur la péninsule ibérique. En France, les flux de sud sont favorisés mais les anomalies de vitesse de vent sont peu marquées ; le risque de froid est amplifié, tout comme le risque de précipitations (souvent neigeuses).
- Le régime de blocage (scandinave) correspond à la prédominance d'une large zone anticyclonique sur le nord et l'ouest de l'Europe, avec des flux d'air froid et sec en provenance de Sibérie. Il en résulte des anomalies froides et humides sur une grande partie de l'Europe, avec sur la France des vents plus faibles que les normales.
- Le régime de dorsale atlantique (Atlantic Ridge) est associé à des anomalies sèches et froides dans l'ouest de l'Europe et humides dans l'est. En France, ce régime favorise les flux de nord et les événements de mistral et de tramontane dans le sud-est. Les amplitudes des anomalies en France sont toutefois assez limitées.

Les quatre régimes d'hiver ont des probabilités d'occurrence relativement proches. Leurs durées sont très variables, pouvant s'établir de quelques jours à plusieurs semaines. Il n'y a pas aujourd'hui de consensus scientifique sur l'évolution future des régimes de temps, tant en termes de structure que de fréquence.

Une telle classification en seulement quatre régimes rassemble des situations assez diverses au sein de chaque catégorie. Une situation rattachée à un régime peut être très éloignée de la situation « moyenne » de ce régime. Par exemple, le régime de blocage est souvent associé, en hiver, à des situations froides au cours desquelles le vent est en moyenne inférieur aux normales. Pour autant, contrairement à certaines idées reçues, toutes les situations de blocage, et plus généralement les situations de grand froid, ne correspondent pas systématiquement à un déficit de vent. Ainsi, la vague de froid de 2018 était caractérisée par une production éolienne supérieure à la normale.

L'étude *Futurs énergétiques 2050*, basée sur des simulations autour de 200 chroniques annuelles, permet de couvrir un très large panel de configurations climatiques et météorologiques cohérentes avec l'ensemble des régimes de temps envisageables.

8.3 Le système électrique sera confronté à de nouveaux enjeux face à l'évolution du climat, avec des effets importants sur la consommation et la production

8.3.1 Le changement climatique va entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été

La consommation électrique de la France est dès aujourd'hui largement thermosensible : en hiver, en dessous de 15 °C, une baisse de la température de 1 °C conduit à une augmentation de l'ordre de 2400 MW de la consommation. Ce phénomène est aujourd'hui particulièrement marqué en France du fait d'une part importante du chauffage électrique mais il est amené à prendre de l'ampleur dans d'autres pays européens en lien avec les stratégies de décarbonation et le développement des pompes à chaleur électriques.

En été, la consommation française est également thermosensible mais dans une moindre mesure aujourd'hui. D'autres pays, notamment l'Espagne et l'Italie, le sont davantage du fait de la consommation des appareils de climatisation.

À l'horizon 2050, les consommations d'électricité pour le chauffage et la climatisation, qui dépendent fortement des températures, seront largement modifiées par rapport à aujourd'hui. L'évolution de la demande d'électricité associée à ces équipements peut être décomposée selon deux effets principaux :

- d'une part, le changement climatique, en affectant le niveau des températures, va nécessairement avoir un effet sur la consommation, baissier pour le chauffage et haussier pour la climatisation ;

Figure 8.8 Consommation journalière en fonction de la température dans quelques pays européens (thermosensibilité en 2020)

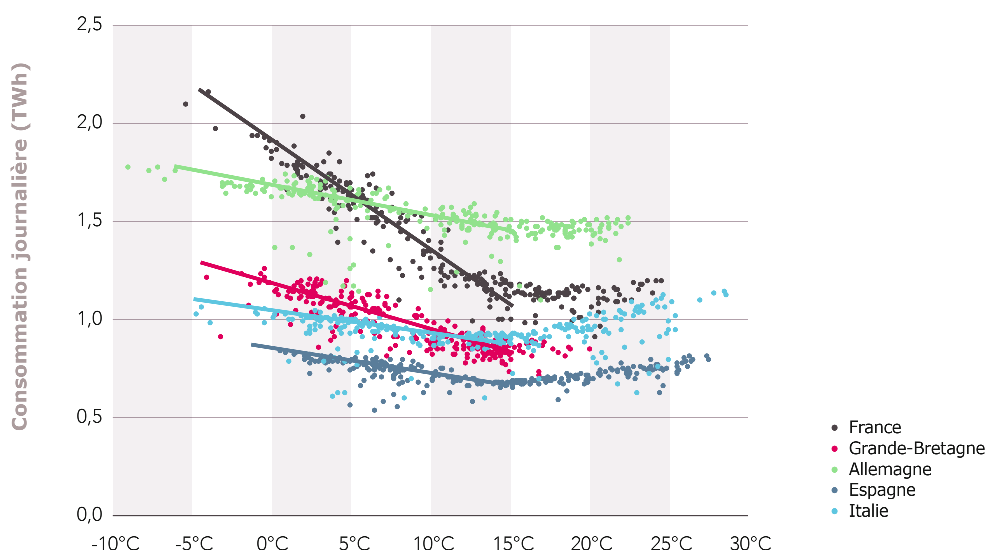
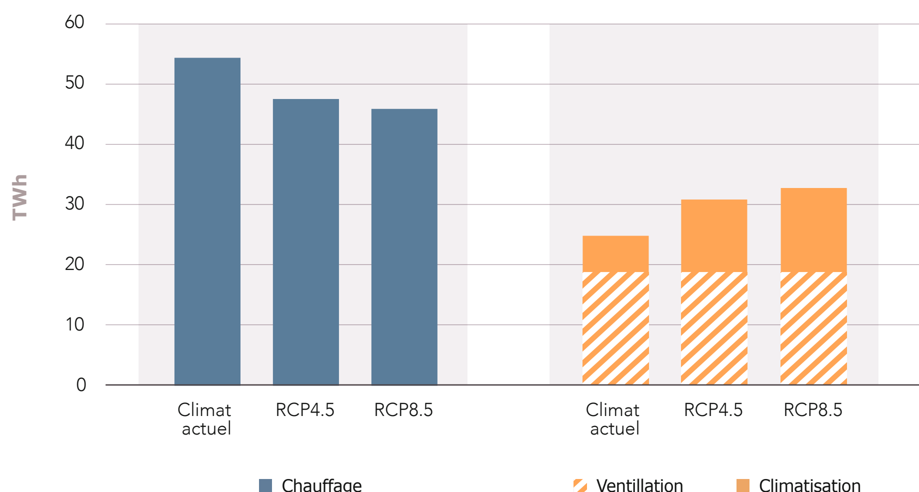


Figure 8.9 Consommation de chauffage et de climatisation dans la trajectoire de référence en 2050 avec le climat actuel et avec les scénarios RCP4.5 et RCP8.5



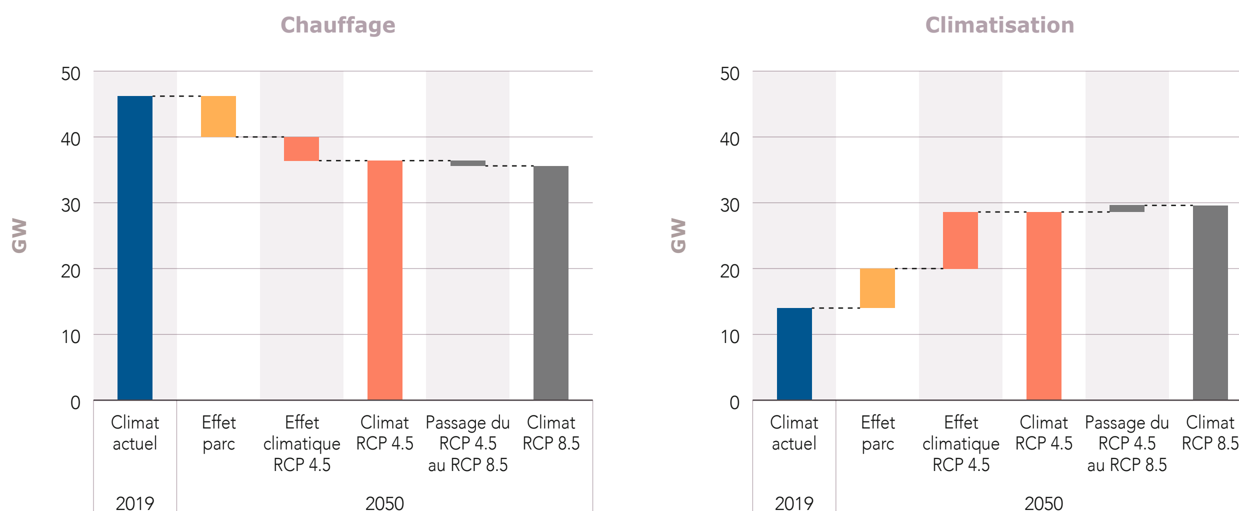
- d'autre part, l'évolution du parc d'équipements de chauffage et de climatisation a un impact sur la demande électrique. Cet «effet parc» recouvre des phénomènes jouant en sens opposés : l'augmentation du nombre de ménages et de la part du parc de logements chauffés à l'électricité a un effet haussier sur la consommation électrique de chauffage, mais l'amélioration de l'isolation thermique du bâti (au travers des rénovations et de la réglementation thermique dans la construction neuve) et de la performance des systèmes de chauffe (part croissante des pompes à chaleur) fait plus que contrebalancer cet effet, avec en corollaire une baisse globale de la consommation de chauffage *(cf. chapitre 3 pour plus de détails)*.

Dans l'ensemble, la consommation de chauffage baisse ainsi d'une dizaine de térawattheures sous ces deux effets tandis que celle de climatisation augmente du même ordre de grandeur. À l'échelle annuelle, la consommation cumulée de climatisation et de chauffage serait donc globalement équivalente à l'horizon 2050 mais celle-ci est répartie de manière différente dans l'année (un peu plus de consommation en été et moins de consommation en hiver).

Ces effets se traduisent également sur les puissances appelées lors des pointes saisonnières. En hiver, la contribution du chauffage à la pointe est en baisse dans la trajectoire de référence (de l'ordre d'une dizaine de gigawatts à l'horizon 2050), à la fois du fait d'équipements et de bâtiments moins énergivores et de vagues de froid moins intenses et moins fréquentes. À l'inverse, la demande associée à la climatisation lors des pointes estivales est en nette hausse sous l'effet de la croissance du parc de climatiseurs et de l'augmentation des températures, passant d'environ 15 GW aujourd'hui à près de 30 GW à l'horizon 2050 dans les référentiels climatiques considérés.

L'écart sur les pointes de chauffage ou de climatisation n'est en revanche pas significatif entre les deux trajectoires climatiques RCP4.5 et RCP8.5.

Figure 8.10 Décomposition de l'évolution de la pointe à une chance sur dix de la consommation de chauffage et de climatisation entre 2019 et 2050



8.3.2 Une gestion des stocks hydrauliques qui devra évoluer

La production hydraulique est dépendante de la disponibilité de la ressource en eau et donc fortement déterminée par les précipitations (neige et pluie) ainsi que les températures (et leur influence sur la chute des neiges et l'évaporation des lacs). À l'échelle annuelle, des variations importantes de la production hydraulique peuvent ainsi être observées d'une année sur l'autre (productible variant entre 50 à 75 TWh sur l'historique), alors même que la capacité du parc hydraulique est stable depuis plusieurs années. Sur des échelles de temps plus courtes, des situations de faibles précipitations et de sécheresses peuvent conduire à des limitations fortes de la production hydraulique sur certaines périodes spécifiques.

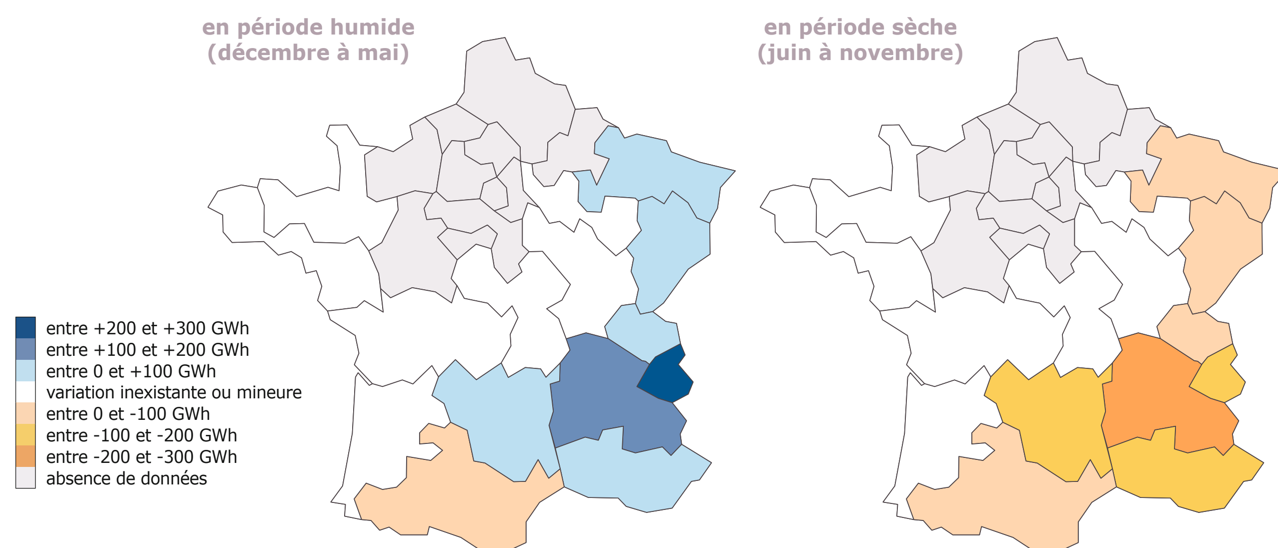
À l'horizon 2050, le productible hydraulique annuel moyen estimé est globalement équivalent à celui d'aujourd'hui (une soixantaine de térawattheures) dans les deux trajectoires climatiques considérées, malgré une hausse très légère de la capacité installée (de l'ordre de 1 GW d'ici à 2050, hors STEP).

Ces résultats doivent toutefois être pris avec précaution du fait des incertitudes sur l'évolution du débit réel des cours d'eau à long terme. Au-delà des effets directs du changement climatique sur les précipitations et les débits «naturels» des rivières, qui pourraient avoir finalement un faible impact sur les volumes de productible hydraulique annuel à l'échelle de la France (toutes choses étant égales par ailleurs), les débits effectifs des rivières pourraient aussi être modifiés par l'évolution des usages de l'eau. Les effets du réchauffement climatique sur l'humidité des sols ou encore l'évolution des pratiques agricoles seraient par exemple susceptibles d'accroître le recours à l'irrigation et de réduire l'évolution des volumes d'eau disponibles pour la production hydroélectrique.

Au-delà des effets à l'échelle annuelle, la modification du cycle hydrologique décrite à la partie 8.2.2 a des conséquences sur la répartition du productible hydraulique au sein de l'année. Les variations saisonnières des apports hydrauliques

auront des conséquences sur la gestion du mix électrique français. L'évolution du climat conduira très probablement à un moindre remplissage des réservoirs hydrauliques à la fin de l'automne et au début de l'hiver, pouvant occasionner des situations de sécheresse tardives qui pourraient accroître la tension sur l'équilibre offre-demande si elles se combinaient à des périodes froides et/ou sans vent. À l'inverse, des apports plus importants dès le milieu de l'hiver et au début du printemps devraient permettre une utilisation plus importante du parc hydraulique en fin d'hiver, tout en garantissant la reconstitution des stocks exigés pour la saison touristique de l'été suivant.

Figure 8.11 Évolution des apports hydrauliques dans le climat 2050 RCP 4.5 par rapport au climat 2000

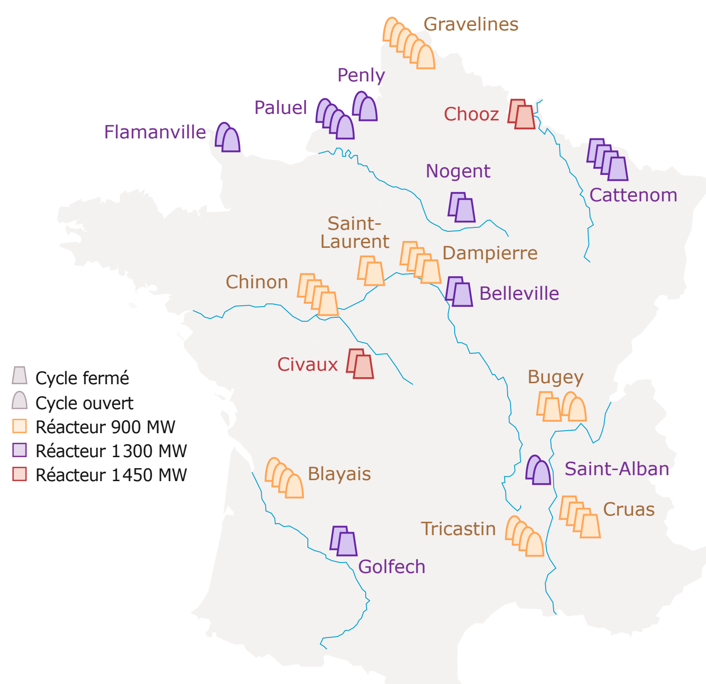


8.3.3 Les indisponibilités du parc nucléaire pour contraintes climatiques pourront concerner un nombre accru de réacteurs

La sensibilité des réacteurs nucléaires aux effets du changement climatique (température et débit des fleuves) constitue l'un des objets de discussion récurrents dans le débat sur la résilience du mix électrique à long terme. Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, un travail approfondi de modélisation a été mené pour intégrer ces effets dans la représentation de l'équilibre offre-demande des différents scénarios de mix. **Ces travaux permettent de disposer d'une évaluation quantitative détaillée des effets du changement climatique sur la disponibilité du nucléaire à l'horizon 2050 et de dépasser les discours qualitatifs. L'amplitude des effets présentée dans la suite de cette partie doit néanmoins être prise avec précautions dans la mesure où de nombreuses hypothèses présentent des incertitudes importantes à cet horizon :** trajectoire détaillée de fermeture du parc nucléaire de deuxième génération, localisation d'éventuels nouveaux réacteurs, nature des équipements permettant le refroidissement des centrales, évolution des débits réels intégrant l'évolution des différents usages de l'eau, etc. L'analyse menée permet donc d'évaluer l'ordre de grandeur des effets attendus mais pourra faire l'objet d'approfondissements pour préciser les volumes en jeu dans différentes configurations d'hypothèses.

8.3.3.1 La disponibilité des différentes centrales nucléaires en cas de canicule est fonction de la réglementation, de leur type de système de refroidissement, et de leur source froide

Figure 8.12 Paliers techniques et source de refroidissement des centrales nucléaires

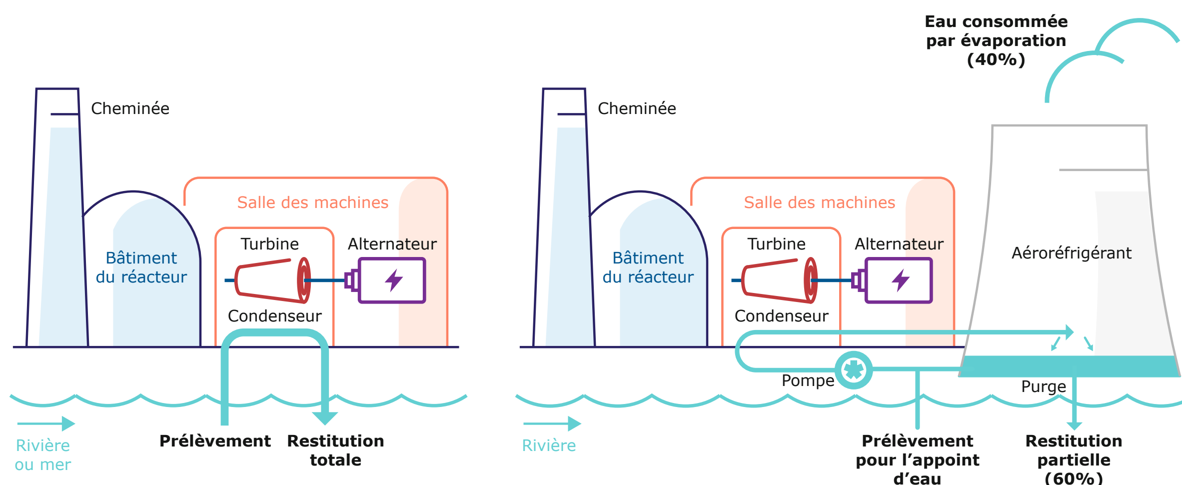


La sensibilité des réacteurs nucléaires aux variables météorologiques (essentiellement température et débit des rivières) dépend fortement de leur situation géographique (bord de mer, bord de fleuve ou de rivière) mais également de leur système de refroidissement.

Ce système de refroidissement peut en effet différer selon les réacteurs, avec deux configurations principales :

- Dans le cas des réacteurs fonctionnant en circuit ouvert (14 réacteurs en bord de mer et 12 réacteurs en bord de fleuve), l'eau froide est pompée dans le fleuve ou dans la mer, vient refroidir le circuit secondaire à travers le condenseur, puis est rejetée dans le fleuve avec une température augmentée. Il y a donc un échauffement de l'eau, mais une consommation nette quasi nulle.
- Pour ceux fonctionnant en circuit fermé (30 réacteurs en bord de fleuve), l'eau prélevée et réchauffée dans le condenseur circule ensuite dans l'aéroréfrigérant, où elle est refroidie avant d'être rejetée dans le fleuve. Ce processus entraîne une consommation nette

Figure 8.13 Fonctionnement d'une centrale en cycle ouvert (à gauche) et en cycle fermé avec aéroréfrigérant (à droite).



Source : d'après EDF

d'eau de l'ordre de 40% du prélèvement (par évaporation), mais avec un prélèvement d'eau bien plus faible que pour une centrale à cycle ouvert. Par ailleurs, ce fonctionnement permet un échauffement plus faible du fleuve, par rapport à la température de prélèvement.

Quel que soit le mode de refroidissement, ouvert ou fermé, l'échauffement du milieu aquatique et les prélèvements d'eau sont limités par la réglementation pour être adaptés à la sensibilité de chaque site. En cas de canicule ou de sécheresse importante, susceptible de faire augmenter la température de l'eau et/ou diminuer le débit de la source froide, certains réacteurs doivent baisser leur production, voire s'arrêter, pour respecter ces contraintes réglementaires.

Les centrales concernées sont principalement celles situées en bord de fleuve ou de rivière. Par ailleurs, un réacteur avec un circuit de refroidissement fermé (i.e. avec aéroréfrigérant) est moins sensible au risque canicule ou sécheresse qu'un réacteur qui serait sur le même site avec un circuit ouvert : les prélèvements et l'échauffement de l'eau y sont en effet inférieurs à ceux des réacteurs en cycle ouvert et atteignent moins fréquemment les seuils réglementaires.

Pour autant, la localisation de la tranche est un critère majeur dans l'exposition au risque canicule ou sécheresse. Ainsi, une installation disposant d'un cycle ouvert au bord d'un fleuve à fort débit peut se trouver moins exposée au risque canicule ou sécheresse qu'une installation disposant d'un cycle fermé située à un endroit moins favorable.

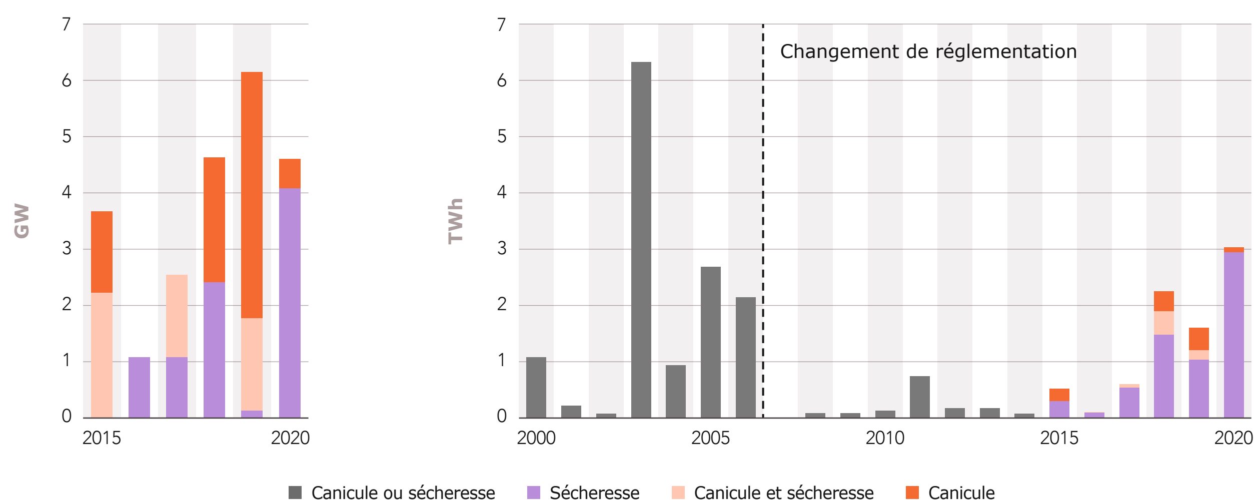
8.3.3.2 Les périodes de canicule ou de sécheresse ont conduit à des baisses de production du parc pouvant atteindre ponctuellement 6 GW

L'essentiel du risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse est aujourd'hui porté par un nombre limité de sites nucléaires. Sur les 14 dernières années, 90 % des pertes de production dues aux indisponibilités dites « climatiques » (i.e. indisponibilités liées aux canicules et sécheresses) ont ainsi été concentrées sur 4 des 18 sites.

À l'échelle annuelle, l'énergie perdue correspondant à ces indisponibilités est globalement limitée (moins de 1 % sauf en 2003 marquée par une canicule importante). Au début des années 2000, les pertes de productible ont atteint des niveaux significatifs avant de retomber à des niveaux bien plus faibles suite à une évolution de la réglementation à partir de 2006[7]. Depuis quelques années, une nouvelle augmentation significative des arrêts pour causes climatiques a néanmoins été constatée avec des pertes s'élevant à plusieurs térawattheures par an.

Si les volumes d'énergie en jeu à l'échelle annuelle peuvent apparaître faibles, la puissance coupée lors de ces aléas climatiques peut toutefois être ponctuellement conséquente. À titre d'exemple, lors de la canicule de juillet 2019, ces indisponibilités simultanées ont atteint près de 6 GW (soit environ 10 % de la capacité installée).

Figure 8.14 Historique des indisponibilités simultanées maximum (à gauche) et des pertes annuelles de production (à droite) pour cause de canicule et/ou sécheresse



Sources : données de 2000 à 2014 fournies par EDF ; données de 2015 à 2020 sur la plateforme Transparence

7. Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire

8.3.3.3 Le réchauffement climatique va accroître le risque d'indisponibilité lors de canicules ou de sécheresses pour les centrales actuelles en bord de fleuve

Le réchauffement climatique va conduire d'une part à un accroissement des périodes de canicule, d'autre part à une augmentation de la fréquence des sécheresses. Ces tendances auront un effet direct sur la source froide des réacteurs nucléaires, et potentiellement sur leur disponibilité. Les conséquences sur la disponibilité des réacteurs seront contrastées en fonction de leur type de source froide, de leur localisation, de leur technologie de refroidissement et de son dimensionnement.

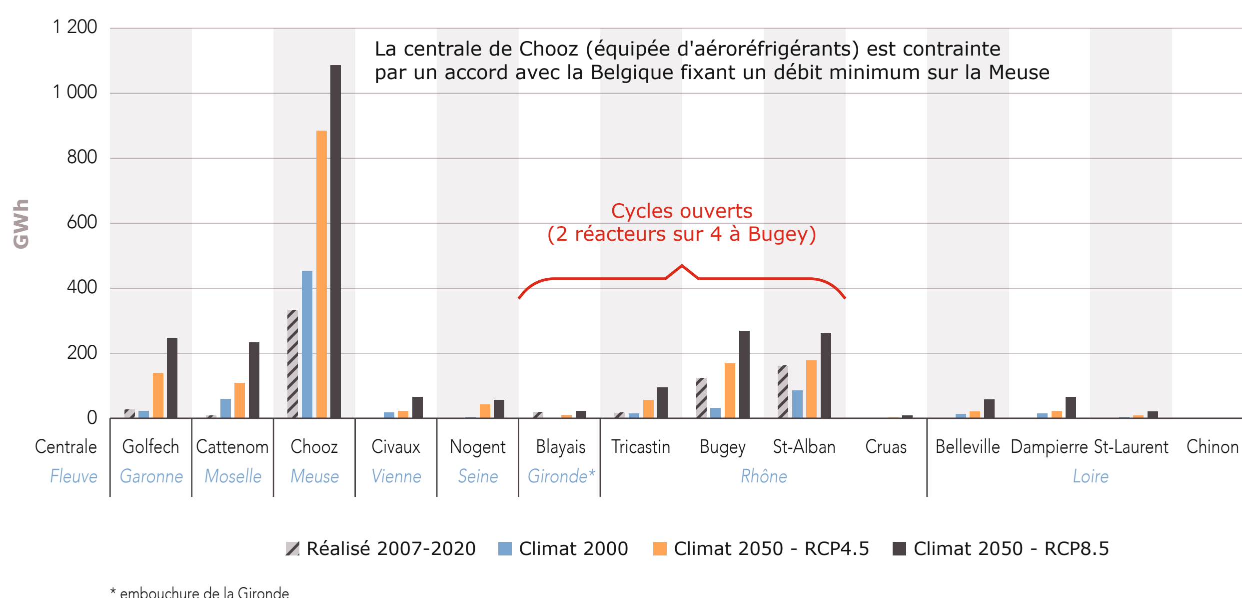
Pour les sites en bord de mer, des seuils environnementaux sont bien associés à leurs sources froides, mais le réchauffement climatique ne devrait toutefois pas induire leur dépassement, ni sur la base de la trajectoire RCP4.5, ni sur la base de la trajectoire RCP8.5.

Pour les sites en bord de fleuve, à réglementation inchangée et sans adaptation des installations existantes, les risques d'indisponibilité des tranches devraient augmenter, comme illustré sur la figure ci-dessous. Selon la modélisation utilisée et présentée dans le cadre des réunions du groupe de travail sur le climat (modèle croisant les données locales d'hydraulicité projetées en 2050, de température, les contraintes réglementaires et le type de réacteurs), le risque d'indisponibilité pour les réacteurs sensibles au climat pourrait augmenter d'un facteur deux à trois.

L'augmentation des indisponibilités liées aux canicules pourrait toutefois être contrebalancée par la mise en œuvre de leviers technologiques ou organisationnels sur les centrales, qui n'ont pas été intégrés à l'étude. En revanche, les leviers techniques permettant de maîtriser les effets des sécheresses longues sont plus limités.

Pour les éventuelles nouvelles installations nucléaires en bord de rivière ou de fleuve, le

Figure 8.15 Comparaison des pertes de production en énergie (GWh) annuelles simulées en cas de canicule et/ou sécheresse pour les centrales en bord de fleuve



* embouchure de la Gironde

recours à un fonctionnement en circuit fermé avec tour aéroréfrigérante est devenu obligatoire depuis l'arrêté du 7 février 2012 modifié. Celui-ci fixe les règles générales relatives aux installations nucléaires de base et prévoit que *« la réfrigération en circuit ouvert par de l'eau douce provenant du milieu ambiant est interdite, sauf mention explicite dans le décret d'autorisation »*. Pour les nouveaux réacteurs (dans les scénarios « N »), la modélisation retenue est équivalente à celle utilisée pour des centrales existantes à cycle fermé (approche conservatrice dans la plupart des cas).

8.3.3.4 À l'horizon 2050, dans les différents scénarios conservant des tranches nucléaires, le nombre de réacteurs arrêtés simultanément pour cause de canicule ou de sécheresse devrait progresser

À l'horizon 2050, le risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse sur le parc global va évoluer, sous les effets conjoints du réchauffement climatique et de la modification du parc.

La modification du parc, la localisation des tranches actuelles qui resteraient en service et le choix des sites d'implantation des nouvelles installations sont autant de paramètres qui influeront sur la disponibilité du parc lors des phases de canicule ou de sécheresse. Les résultats fournis ici sont basés sur des hypothèses retenues dans les scénarios présentés par RTE lors des travaux de concertation et qui ne préjugent en rien des choix qui seront effectués par l'exploitant. Des localisations alternatives des nouveaux réacteurs dans les scénarios « N » pourraient modifier le risque d'indisponibilité liée à la sécheresse ou aux canicules.

Figure 8.16 Monotones des pertes de production annuelle (TWh) du nucléaire pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050

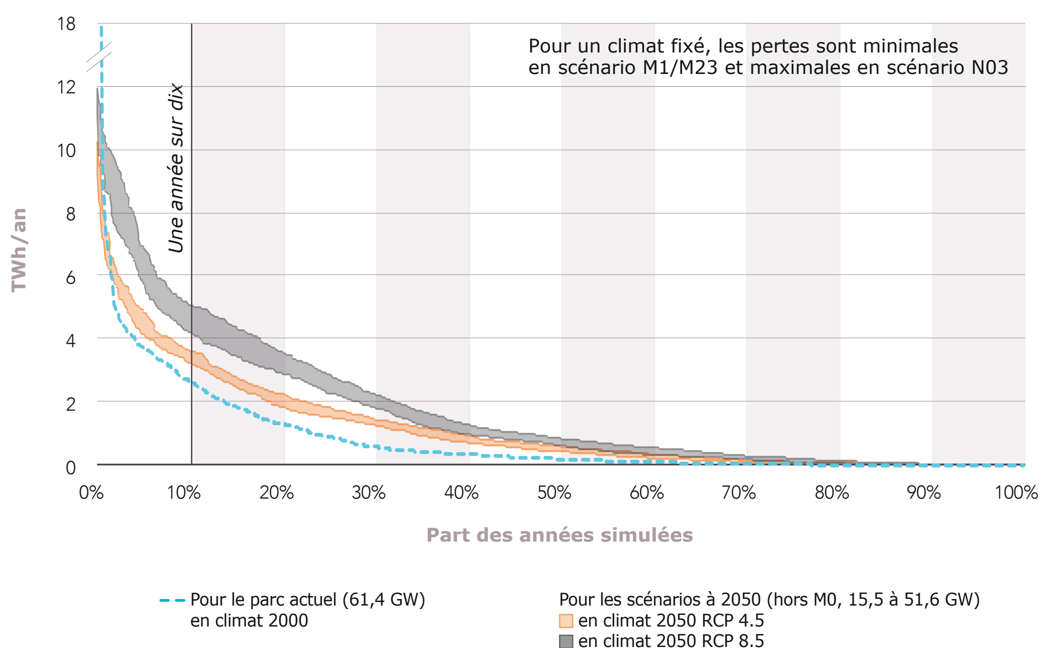
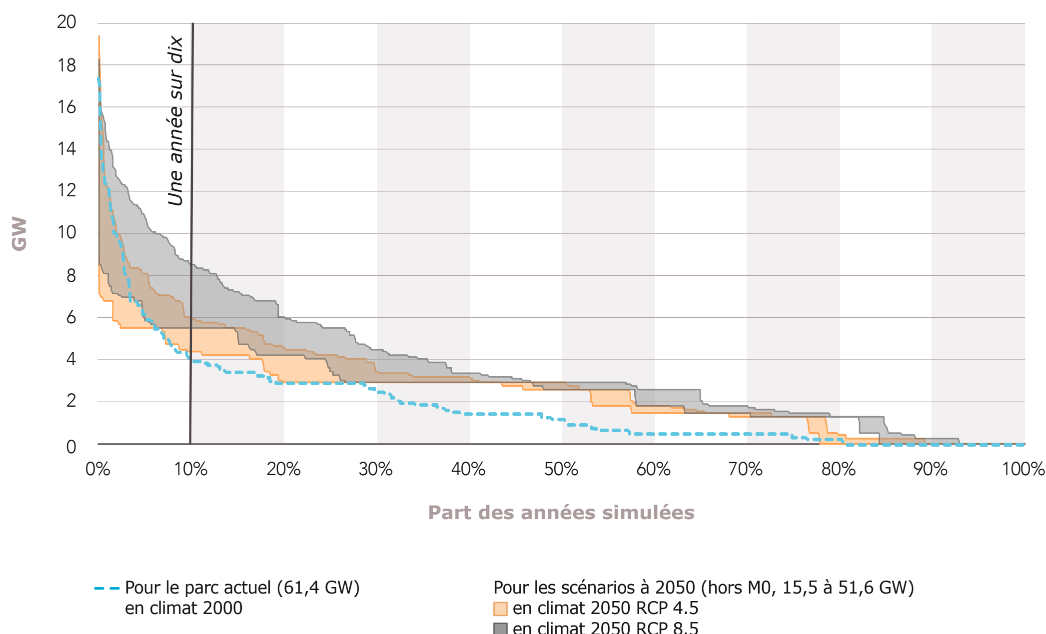


Figure 8.17 Monotones des maxima annuels de puissance (GW) simultanément indisponible pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050



Sur la base de ces hypothèses, une légère dégradation de la production annuelle est attendue à l'horizon 2050, dans les trajectoires du scénario RCP4.5 ou RCP8.5. Ce productible annuel perdu reste néanmoins très faible en moyenne (de 1 à 2 TWh selon les scénarios de mix considérés), même s'il peut atteindre des niveaux bien supérieurs dans des configurations annuelles défavorables (plus de 10 TWh sur certaines années simulées).

Le risque en termes de puissance potentiellement coupée simultanément devrait également progresser. En 2050, selon les référentiels climatiques et les hypothèses considérées, le risque d'indisponibilité simultanée à une chance sur dix atteint ainsi 6 GW dans le scénario N03 sous la trajectoire RCP4.5, et 8,5 GW sous la trajectoire RCP8.5. Dans un contexte marqué par une augmentation de la pointe de consommation liée à la climatisation et des risques accrus de sécheresses à la fin de l'été, ces pertes de puissance disponible ne sont pas négligeables. Ceci montre l'intérêt de trouver des leviers pour minimiser la sensibilité du parc de réacteurs nucléaires au changement climatique, notamment en étudiant le positionnement des futurs réacteurs sur les fleuves peu contraints en matière de débits.

8.3.4 Des évolutions mineures de la production éolienne et solaire liées au changement climatique

8.3.4.1 Un facteur de charge éolien moyen qui évolue peu sous l'effet du climat, mais qui va augmenter avec le raccordement des parcs éoliens en mer

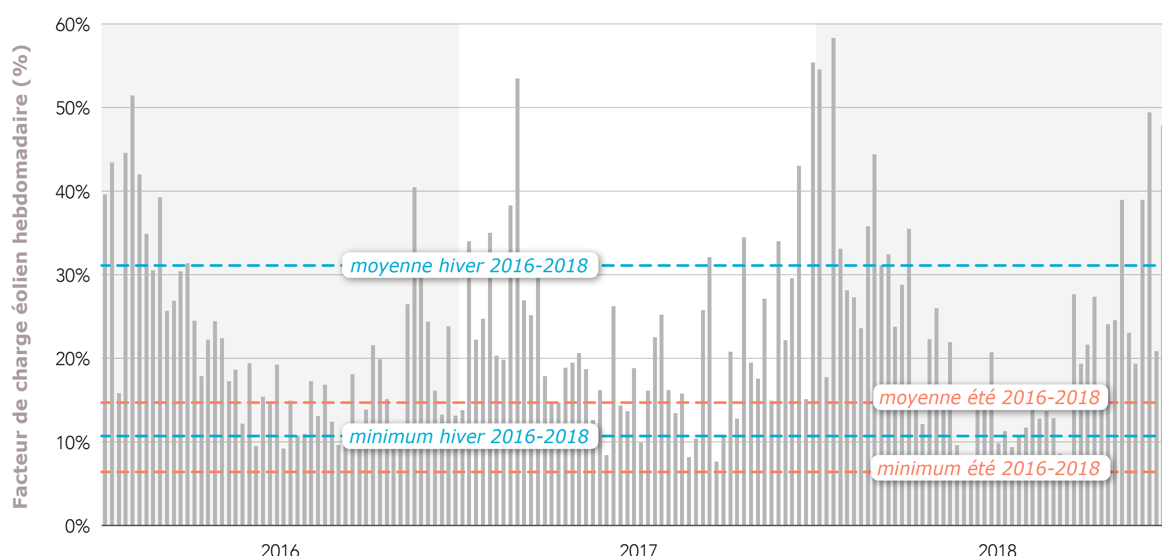
Les simulations climatiques réalisées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* ne montrent pas d'effet important du changement climatique sur le productible éolien *(voir 8.2.3).* La production éolienne reste en particulier caractérisée par une saisonnalité marquée (production plus forte en hiver qu'en été), et une forte variabilité d'une année à l'autre.

À l'horizon 2050, le facteur de charge de la filière éolienne évoluera en revanche largement du fait de l'évolution du parc, même si les projections à un tel horizon restent difficiles à estimer avec précision et seront dépendantes de la localisation précise des parcs :

- D'un côté, l'essor de l'éolien en mer, caractérisé par un facteur de charge moyen significativement supérieur à celui des installations à terre (~40 % contre 20-25 % pour l'éolien terrestre), aura un effet haussier sur le facteur de charge moyen de l'éolien déployé en France ;
- De l'autre, la croissance de la capacité éolienne terrestre pourra être marquée par des effets contraires, susceptibles de se compenser : les évolutions technologiques pourront améliorer les performances unitaires (sous réserve de la possibilité de déployer des installations plus hautes qu'à l'heure actuelle) mais, dans le même temps, les sites présentant les conditions de vent les plus favorables seront de plus en plus rares.

Dans l'ensemble, le facteur de charge de l'éolien devrait donc progresser, essentiellement sous l'effet du développement des parcs éoliens en mer. Cette évolution du mix conduit également à réduire la fréquence des périodes de faible production éolienne, grâce au foisonnement de la production à grande échelle.

Figure 8.18 Facteur de charge éolien hebdomadaire observé de 2016 à 2018



8.3.4.2 Un productible photovoltaïque peu affecté par le changement climatique et qui dépendra surtout du type d'installations déployées

L'analyse des effets du changement climatique met en évidence un impact limité sur la production photovoltaïque, toutes choses étant égales par ailleurs.

En revanche, l'évolution du facteur de charge dépendra plus largement des technologies déployées (avec ou sans dispositif de suivi type *tracker*), du type d'installations privilégiées (au sol ou sur toiture) et de la répartition des installations sur le territoire : à titre d'exemple, le facteur de charge modélisé dans le scénario M1 (caractérisé par une part importante d'installations sur toitures réparties de manière diffuse sur le territoire) est légèrement plus faible que dans le scénario M23 (caractérisé à l'inverse par des grands parcs qui se développeraient dans les régions les plus favorables en matière de rayonnement solaire).

8.3.5 Le réchauffement climatique affecte également le dimensionnement des infrastructures de réseau

La capacité de transit des lignes aériennes du réseau de transport d'électricité est sensible à la température. En effet, le courant pouvant être transporté par une ligne est limité par le phénomène d'échauffement de la ligne, qui dilate les câbles et les rapproche du sol. Pour garantir la sécurité des populations et de l'environnement, l'intensité transitant dans la ligne ne doit pas dépasser un certain seuil.

En conséquence, la capacité de transit des lignes aériennes dépend de la température extérieure : plus celle-ci est élevée, moins la marge d'élévation en température causée par les transits d'électricité est importante. L'augmentation des températures associée au changement climatique devra donc être intégrée dans le dimensionnement du réseau (uniquement pour les lignes aériennes, les lignes souterraines étant *a priori* peu affectées par le changement climatique).

Les travaux menés par RTE visent à prendre en compte ces effets et à préparer l'adaptation de l'ensemble du réseau de transport d'électricité à l'évolution du climat à long terme. Au-delà de l'effet des températures, d'autres phénomènes sont également investigués dont les risques hydrauliques à proximité des cours d'eau.

8.4 Du fait de l'évolution du mix, l'équilibre du système électrique de demain est plus sensible aux conditions de vent et plus uniquement à la température

8.4.1 Une analyse de sécurité d'approvisionnement probabiliste, complétée par l'étude de stress tests climatiques spécifiques

8.4.1.1 Des questions récurrentes sur le fonctionnement du système dans certaines configurations météorologiques

L'intégration d'un haut niveau de production renouvelable variable suscite des interrogations récurrentes quant à la capacité à assurer l'équilibre offre-demande en électricité à tout instant. Le débat se cristallise tout particulièrement autour de la variabilité de la production éolienne et le fonctionnement du système électrique lors des périodes sans vent.

Cette interrogation légitime peut s'appuyer sur des exemples concrets que chacun peut observer : des épisodes pendant lesquels le facteur de charge est très faible en France, voire plus globalement en Europe, sont en effet régulièrement constatés.

Ces problématiques ont fait l'objet de nombreuses remarques au cours des réunions des groupes de travail techniques ainsi que dans les réponses à la consultation publique. Pour apporter des éléments d'éclairage sur ces questions, RTE a consacré une part importante de l'étude de sécurité d'approvisionnement à la réalisation de stress tests climatiques (périodes sans vent, canicules, sécheresses…), en complément de l'analyse probabiliste servant à dimensionner le mix de flexibilités.

8.4.1.2 Le dimensionnement du système électrique se fonde sur une analyse de risque intégrant la probabilité d'occurrence d'événements rares, notamment en matière de température et de vent

Comme dans tout secteur industriel, le «risque zéro» pour le système électrique est impossible à atteindre. Le choix du niveau cible de sécurité d'approvisionnement revient à déterminer les risques contre lesquels la collectivité souhaite se prémunir.

Comme évoqué à la partie 7.1.2.2, le dimensionnement du mix électrique, et notamment des capacités de flexibilités (stockage, centrales thermiques, flexibilité de la demande, hydraulique…), est fondé sur l'atteinte d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement conforme à l'actuel : le risque de se trouver en situation de manque de production est alors relativement faible mais pas totalement inexistant.

Il convient également de rappeler que les situations de déséquilibre entre l'offre et la demande ne conduisent pas, de manière générale, à un *blackout* généralisé. Dans ces situations, de nombreux leviers d'exploitation peuvent en effet être activés en premier lieu pour éviter toute coupure de consommateurs non volontaires et en second lieu pour circonscrire l'effet du déséquilibre à un nombre restreint de consommateurs. Dans un premier temps, RTE peut ainsi appeler des moyens post marché (interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet, recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseau européens ou encore réduction de la tension sur les réseaux de distribution). En dernier recours, RTE peut réaliser des délestages ciblés et tournants de consommation de manière à éviter une coupure généralisée. À l'horizon 2050, les technologies du numérique pourront en outre permettre des interruptions encore plus ciblées, consistant par exemple à n'arrêter que des usages non essentiels lors des situations éventuelles de déséquilibre.

S'agissant de l'analyse de sécurité d'approvisionnement, celle-ci est réalisée sur la base de la simulation de l'équilibre offre-demande électrique, dans de très nombreuses configurations d'aléas (aléas météorologiques mais également aléas techniques influant sur la disponibilité des centrales), incluant des événements extrêmes en matière de vent et de température. Dans certaines configurations étudiées, le facteur de charge descend ainsi à des niveaux très faibles, proches de zéro, même si la probabilité d'occurrence de ce type d'événements est très réduite. **En conséquence, les analyses de sécurité d'approvisionnement menées par RTE ne se fondent pas sur la notion de puissance garantie et encore moins sur l'hypothèse que le facteur de charge de l'éolien serait systématiquement supérieur à un certain pourcentage en hiver.** Au même titre que des vagues de froid ou de chaleur extrêmes sont représentées dans le référentiel climatique utilisé, des périodes sans vent sur l'ensemble de la France, voire sur une bonne partie de l'Europe, font également partie intégrante de l'ensemble des configurations considérées dans l'étude.

8.4.1.3 La nature des risques induits par les aléas météorologiques sur la sécurité d'approvisionnement en électricité va évoluer fortement d'ici 2050

À l'horizon 2050, la nature des situations conduisant à un risque pour l'équilibre offre-demande d'électricité évolue fortement. Si à l'heure actuelle, le risque est essentiellement déterminé par l'occurrence de vagues de froid et par la disponibilité des réacteurs nucléaires, à long terme le système électrique sera plus fortement dépendant des conditions de vent. **En 2050, les configurations les plus à risque pour le système électrique correspondent ainsi à des situations de manque de vent conjugué à une température froide, en particulier sur l'ensemble de l'Europe.** Ces caractéristiques se retrouvent dans tous les scénarios à l'horizon 2050 du fait de la part significative de l'éolien en France et en Europe, même si la dépendance au vent est évidemment d'autant plus marquée dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

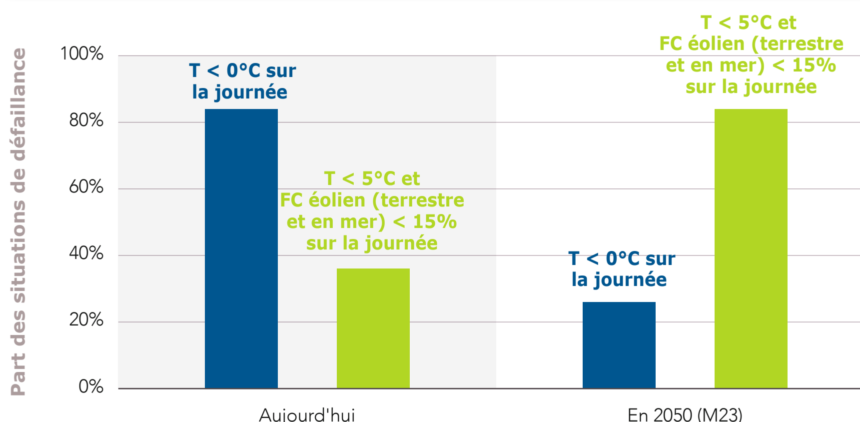
Ce risque peut être analysé sous deux angles : sa probabilité (intégrée dans la partie probabiliste de l'analyse) et ses conséquences (décrites dans les stress tests présentés dans la suite).

Du point de vue de l'analyse probabiliste, les indicateurs sur le risque de défaillance mettent en évidence la plus forte sensibilité à la production éolienne.

À l'heure actuelle, le risque de défaillance est largement concentré sur les situations de froid extrême et un peu moins sur les périodes de faible vent. En 2050 à l'inverse, l'essentiel des périodes de tension surviennent dans des cas combinant une température inférieure à 5 °C et un facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France très bas, inférieur à 15 % sur la journée (en 2050, cette conjonction intervient seulement dans environ 1,5 % des heures d'une année). Néanmoins, l'apparition de ces conditions n'engendre pas systématiquement des défaillances. Celles-ci dépendront alors d'autres facteurs et notamment la disponibilité du reste du parc de production en France, ou encore de la possibilité d'imports.

Figure 8.19 Caractérisation des conditions climatiques communes aux épisodes de défaillance, en 2021 et en 2050 dans le scénario M23

L'essentiel du risque sur la sécurité d'approvisionnement est aujourd'hui concentré sur les vagues de froid. À l'horizon 2050, il interviendra principalement lors de périodes combinant températures faibles et absence de vent (et moins pendant les périodes de froid extrême).



8.4.2 Stress test n° 1 « périodes sans vent » : des configurations qui deviendront de plus en plus contraignantes pour le système, même si elles ne conduiront à un risque de déficit de production que dans des cas spécifiques

Un premier type de configuration spécifique étudiée par RTE porte logiquement sur les périodes « sans vent » lors desquelles la production éolienne atteint des niveaux très faibles.

En pratique, la notion de « période sans vent » ne suffit pas à caractériser précisément les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement. En effet, une absence de vent n'engendre pas le même niveau de risque sur l'équilibre offre-demande selon qu'elle intervient en été ou en hiver, ou encore selon le niveau des températures et de l'hydraulicité. Les configurations intégrées dans l'analyse probabiliste réalisée par RTE représentent ainsi une multitude de combinaisons possibles entre les niveaux de température en France et dans le reste de l'Europe, les niveaux de vent en France et dans les autres pays, etc.

Dans l'essentiel des configurations avec faible vent en France, la sécurité d'approvisionnement est assurée : en effet, le dimensionnement du mix de capacités électriques est pensé pour garantir la résilience du fonctionnement du système dans la quasi-totalité des configurations considérées. Seules des situations spécifiques combinant différents aléas peuvent ainsi conduire à de la défaillance dans les différents scénarios.

La logique de l'approche par stress tests détaillée dans la suite conduit à se focaliser sur des exemples de situations sans vent possibles. Ces exemples ne peuvent être considérés comme représentatifs mais ont vocation à fournir des illustrations et une meilleure compréhension sur le fonctionnement du système dans des configurations particulières.

8.4.2.1 En été, lors des périodes sans vent, les moyens de production sont de manière générale largement suffisants pour couvrir la consommation, même sans recourir aux imports

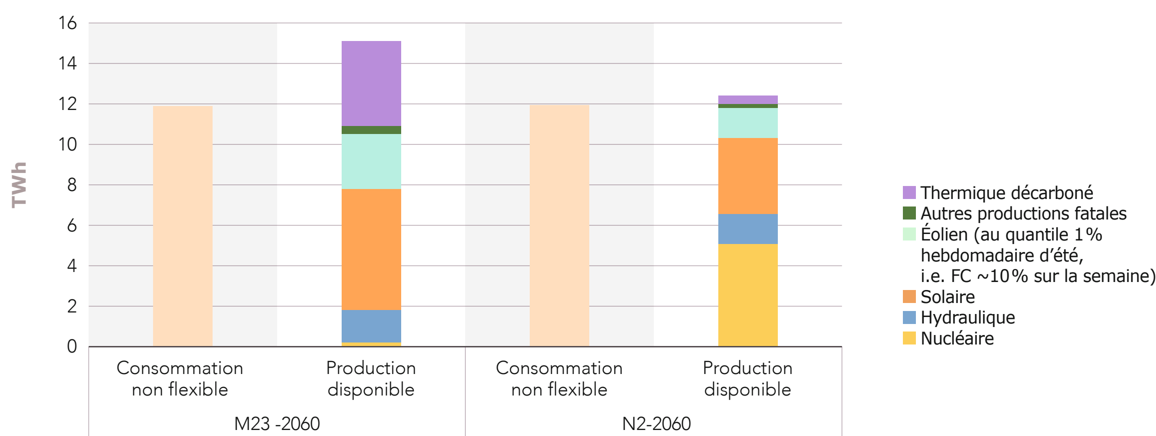
En été (voire en intersaison), les périodes sans vent engendrent un risque faible pour la sécurité d'approvisionnement électrique. Ceci s'explique notamment par une consommation généralement plus faible qu'en hiver et une forte production photovoltaïque qui, associées à de nombreuses flexibilités de court terme, permettent de pallier l'absence de vent. En complément, les centrales thermiques (notamment dans les scénarios «M») et les imports peuvent être mobilisés pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Dans l'exemple illustratif présenté ci-dessous, la production éolienne chute à des niveaux faibles (facteur de charge éolien à terre et en mer de l'ordre de 10% en moyenne, correspondant au quantile 1% pour une semaine complète d'été), tandis que la production solaire reste abondante : elle s'élève en moyenne à 80 GW en milieu de journée en 2060 dans le scénario M23, et à 50 GW dans le scénario N2. À elle seule, la production solaire couvre ainsi une large part des appels de puissance de consommation, qui sont en moyenne de 70 GW sur une journée d'été. À cette production s'ajouterait alors le reste du parc de production pilotable (hydraulique, nucléaire et thermique décarboné). Les cycles de stockage/déstockage des STEP et des batteries permettent en outre de fournir de la puissance en soirée et au cours de la nuit, tandis que la modulation de la demande conduit à placer l'essentiel de la consommation pilotable en milieu de journée.

Dans la majorité des cas étudiés, l'équilibre offre-demande pourrait même s'effectuer sans recourir aux imports. Ainsi, dans l'exemple présenté ici, lors des semaines dites «sans vent», l'énergie disponible en France pour produire de l'électricité est supérieure à celle nécessaire pour alimenter la consommation en moyenne, et ce dans l'ensemble des scénarios.

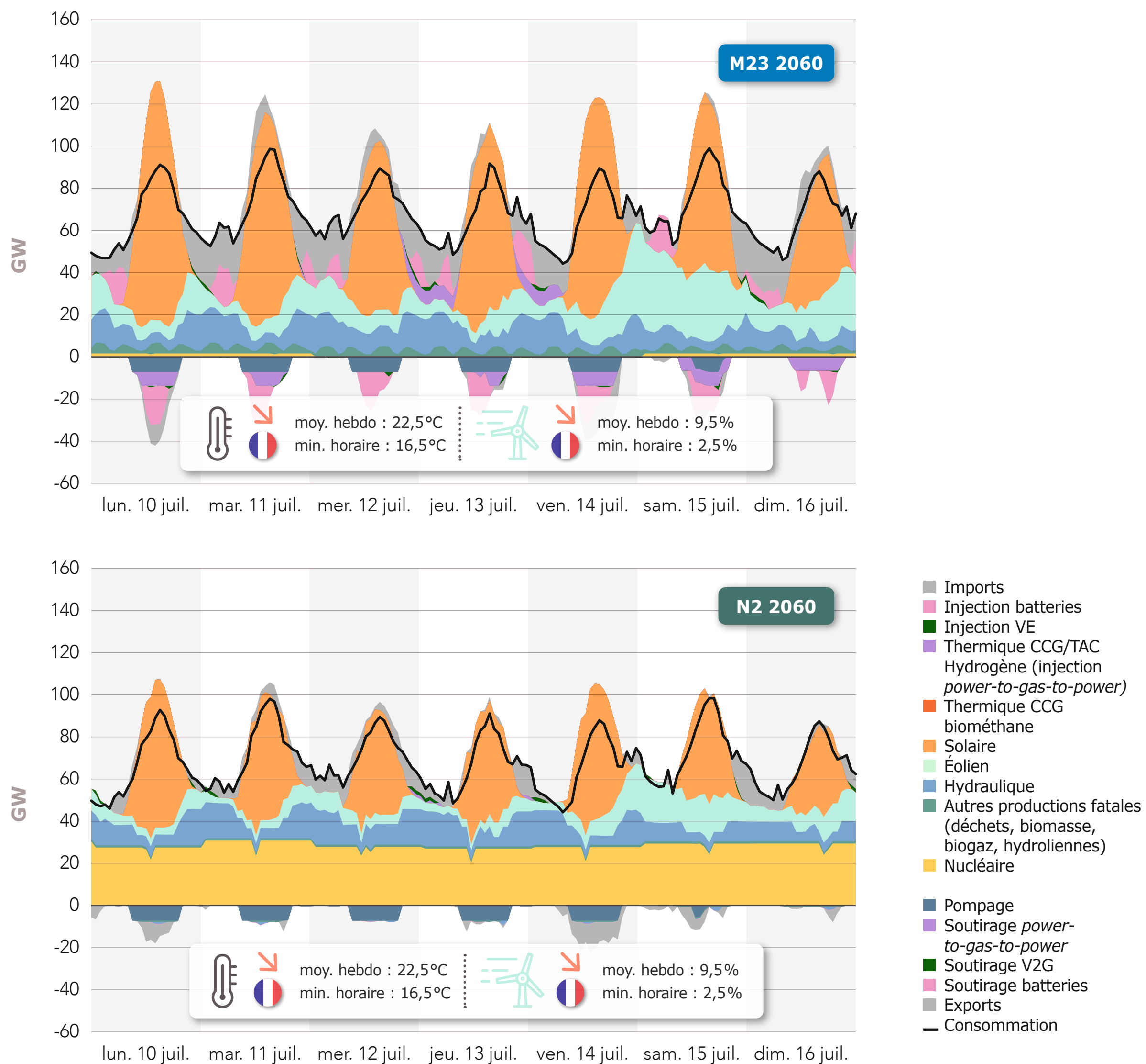
Pour autant, dans un système interconnecté, le recours aux imports n'est pas la conséquence d'un manque de production dans un pays, mais le résultat d'une optimisation économique via les marchés de l'électricité. Ainsi, des moyens de production (en particulier thermiques à flamme) peuvent être

Figure 8.20 Énergie moyenne de consommation et de production disponible en France lors d'une semaine moyenne d'été, lors de très faible vent (quantile 1% de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



à l'arrêt en France dès lors que de la production moins chère est disponible ailleurs en Europe. L'exemple ci-dessus illustre une semaine d'été avec peu de vent durant laquelle les imports sont mobilisés alors que des capacités de production restent disponibles.

Figure 8.21 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'été sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060



8.4.2.2 En hiver, lors des périodes sans vent hors vague de froid, l'équilibre offre-demande sera assuré grâce à un important socle de moyens de production pilotables et de flexibilités, ainsi qu'avec des possibilités d'imports

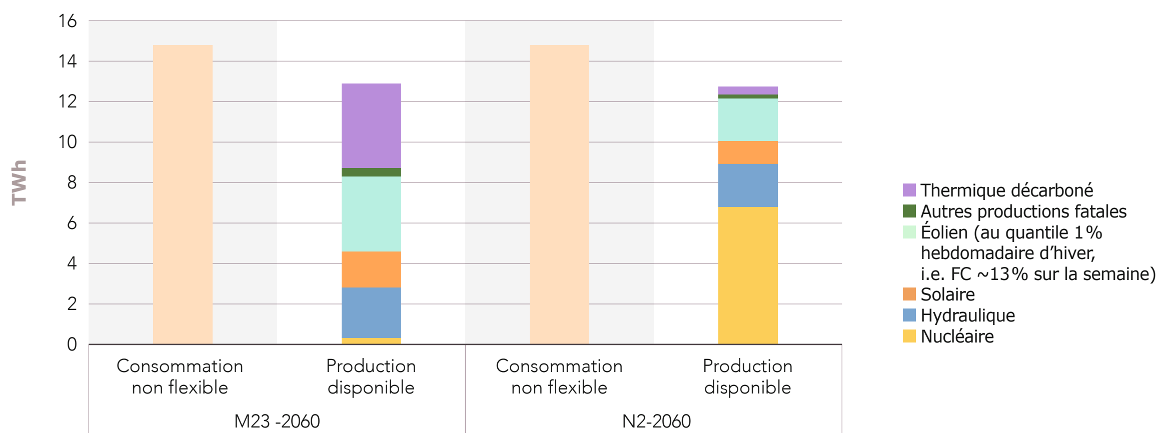
Les risques en cas de situations sans vent se concentrent donc principalement sur l'hiver. La production éolienne sera certes plus élevée qu'en été (au quantile 1 %, le facteur de charge hebdomadaire – pour les parcs terrestres et maritimes réunis – passe de 10 % en été à 13 % l'hiver), mais la consommation sera dans le même temps plus élevée du fait du recours au chauffage, et la production solaire plus réduite.

Dans ces situations, le système électrique reposera de manière accrue sur l'ensemble du parc de production et de flexibilités :

- la France disposera d'une part conséquente de production pilotable pouvant délivrer de l'électricité sur des périodes longues (hydraulique, nucléaire et thermique décarboné). Dans tous les scénarios, plusieurs dizaines de gigawatts sont ainsi disponibles. S'agissant du thermique décarboné, le dimensionnement des scénarios se fonde sur la disponibilité de stocks significatifs de gaz verts, permettant de couvrir des périodes de plusieurs semaines, et donc notamment des situations d'absence prolongée de vent.
- À ce parc pilotable s'ajoutent également, selon les scénarios, des capacités importantes de STEP et de batteries. Ces capacités flexibles sont essentielles pour couvrir les moments les plus critiques (soirées en semaine) mais ne peuvent fournir de l'énergie pendant des périodes longues de plusieurs jours.
- La couverture de la demande pourra aussi s'appuyer sur le socle de production renouvelable. Au-delà de la part fatale de l'hydraulique et des bioénergies, c'est en particulier le cas de la filière solaire, dont la production reste importante en milieu de journée d'hiver, avec par exemple en moyenne 40 GW en hiver dans le scénario M23 à 2060. Celle-ci permet par ailleurs de reconstituer des stocks, pour les STEP, les batteries voire l'hydrogène, pour que ceux-ci puissent contribuer au cours des soirées et des nuits.

Pour autant, en cas de vent faible, il sera plus difficile en hiver qu'en été de disposer de surplus de production en France pour l'optimisation complète des cycles de stockage/déstockage des flexibilités (du moins jusqu'à leur capacité de stockage et leur puissance maximale).

Figure 8.22 Énergie moyenne de consommation et de production disponible en France lors d'une semaine moyenne d'hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



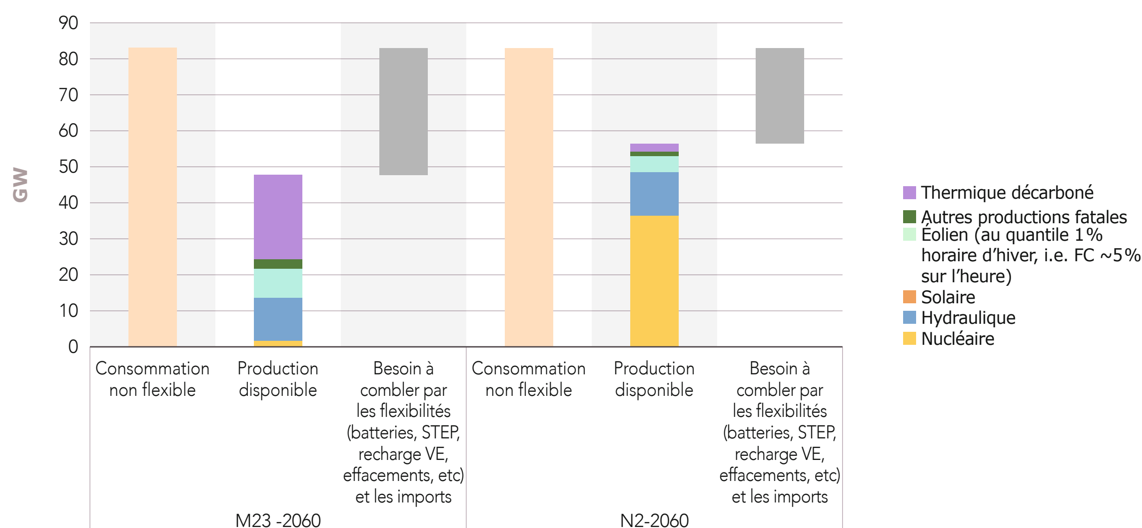
Dans ce contexte, la seule production en France ne permet pas, en général, de couvrir les besoins de consommation, ni dans les scénarios de type M, ni dans les scénarios de type N. La figure ci-contre montre ainsi que pour une semaine moyenne d'hiver, mais pour laquelle les conditions de vent seraient particulièrement défavorables (quantile 1 %), de l'ordre de 1 à 2 TWh seraient à fournir par les imports (soit de l'ordre de 10 % de la consommation française sur une telle semaine).

La nécessité d'importer dans certaines situations particulières n'est néanmoins pas nouvelle. Aujourd'hui, le système électrique français, bien que globalement exportateur sur l'année, peut se trouver importateur sur quelques jours par an, essentiellement en hiver.

Au-delà de la production disponible à l'échelle hebdomadaire, des questions se posent aussi sur la faculté à couvrir les appels de puissance importants lors de la pointe du soir. L'exemple présenté ci-dessous illustre ainsi le passage de la pointe de consommation à 19 h un jour peu venteux en 2060 (avec un facteur de charge correspondant au quantile 1 % à l'échelle horaire en hiver, i.e. de l'ordre de 5 %). Au-delà de la production disponible en France, une partie de la consommation serait à alimenter soit grâce à du stockage en France (batteries et STEP), soit grâce à du report de consommation (recharge des véhicules électriques et effacements), soit à fournir par des imports.

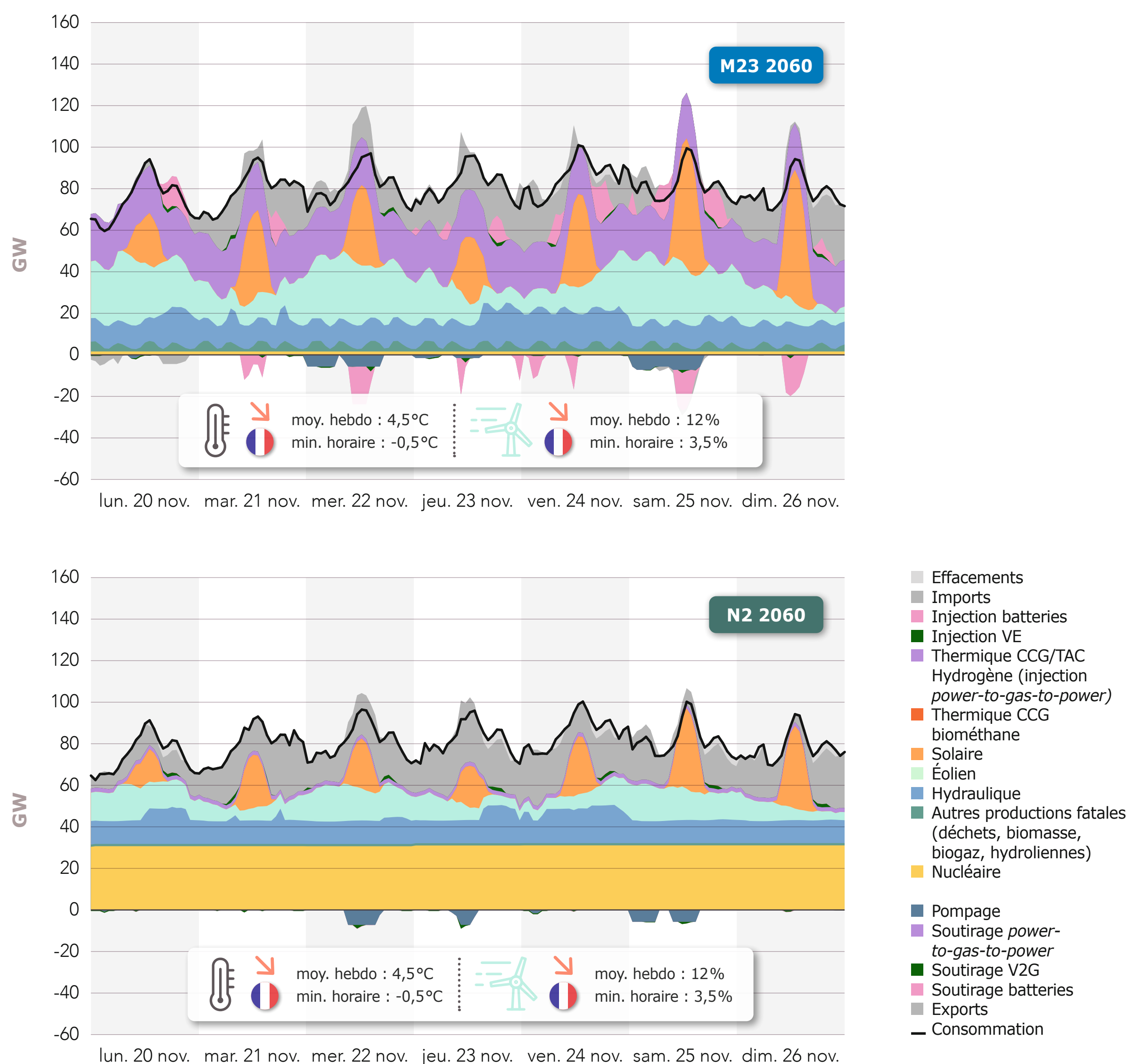
Dans le cas où des imports ne seraient pas accessibles, le mix électrique pourra ainsi s'appuyer sur un grand nombre d'usages flexibles et dont la consommation pourrait être déplacée hors des périodes de tension (recharge des véhicules électriques, pilotage de l'eau chaude sanitaire, flexibilité des électrolyseurs, et effacements de consommation). La puissance moyenne effaçable de ces usages est d'environ 17 GW dans la trajectoire de référence à 2050 et 2060, et pourrait atteindre des valeurs notablement plus élevées dans certaines configurations plus favorables en matière d'adhésion des consommateurs à la flexibilité *(voir 7.3.2).*

Figure 8.23 Contribution moyenne à la pointe de consommation de 19 h en hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge horaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



La figure qui suit permet d'illustrer le fonctionnement du système électrique lors d'une période de vent faible (avec un facteur de charge pour l'éolien terrestre et maritime de près de 12 % sur la semaine, soit légèrement plus bas que le quantile 1 % pour une semaine d'hiver), à nouveau pour les scénarios M23 et N2.

Figure 8.24 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'hiver sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060



8.4.2.3 En période d'absence de vent en France, des possibilités d'imports existent la plupart du temps

Dans la plupart des configurations étudiées, l'équilibre offre-demande d'électricité en France pendant les périodes de faible vent peut s'appuyer sur une contribution significative des imports. Cette analyse ne repose pas sur l'idée que des pays voisins réserveraient systématiquement de la capacité pour «aider» à l'équilibre offre-demande en France mais sur le fait que dans les configurations étudiées, les pays voisins disposent souvent de larges marges de production qui peuvent donc être utilisées pour exporter de l'électricité vers la France.

Plusieurs effets peuvent expliquer que cette contribution des imports soit aussi significative lors des périodes de faible vent malgré une possible corrélation entre les facteurs de risque en France (situations froides et sans vent) et les facteurs de risque sur le reste de l'Europe :

(i) De façon analogue à la France, l'intégration d'une part importante d'énergies renouvelables variables en Europe poussera nécessairement l'ensemble des pays à disposer d'un certain nombre de capacités pilotables et flexibles afin d'assurer leur propre sécurité d'approvisionnement. Lors de périodes à faible production éolienne en Europe de l'Ouest, les autres productions renouvelables joueront également un rôle clé pour l'approvisionnement. C'est notamment le cas de la production solaire, en particulier dans les pays du sud de l'Europe qui pourraient disposer de très grandes capacités sur cette filière et dont l'abondance en milieu de journée pourra permettre d'alimenter les pays voisins. L'analyse montre aussi que les grands parcs hydrauliques de Scandinavie et d'Europe centrale (par exemple d'Autriche) amortiront sensiblement les besoins.

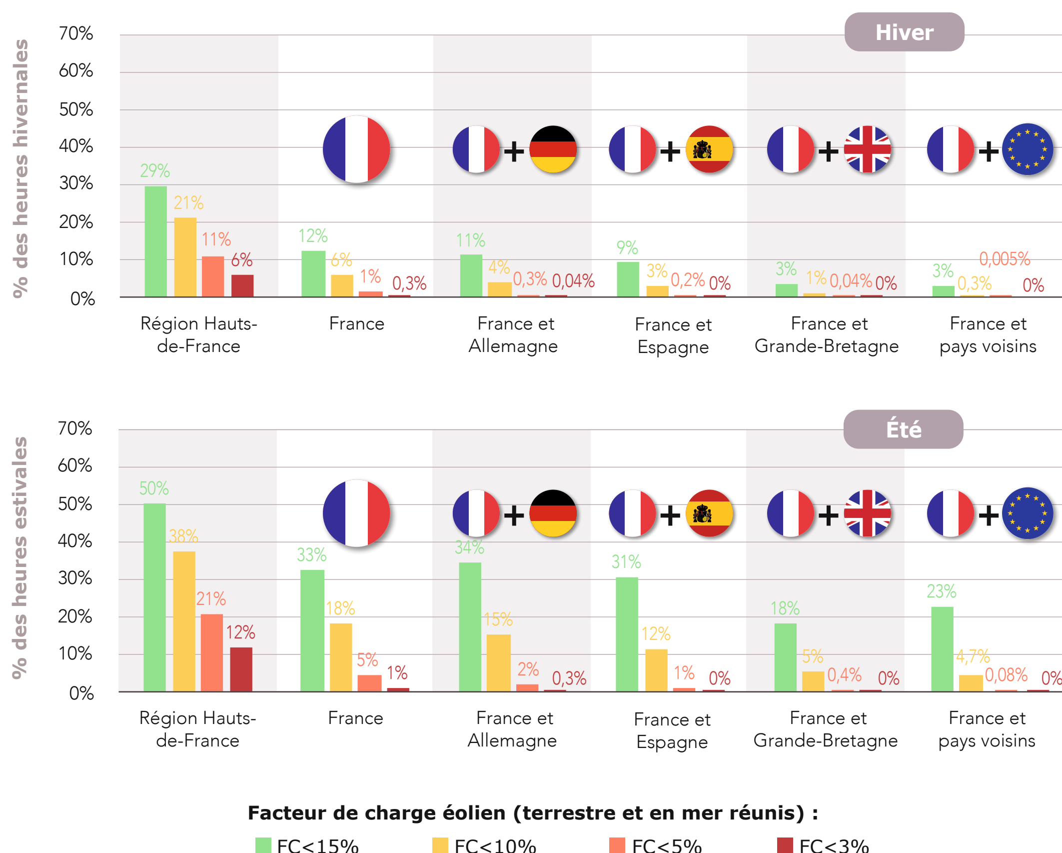
(ii) Les profils de consommation en Europe sont par ailleurs différents selon les pays, qui ne présentent pas la même sensibilité aux aléas. Les heures de lever et de coucher du soleil jouent sur les pointes de consommation, les besoins d'éclairage nocturne ne sont pas les même au nord et au sud de l'Europe, et les habitudes de vie et les spécificités nationales conduisent à des profils de consommation présentant aujourd'hui des différences. Au-delà de la désynchronisation partielle des pointes de consommation nationale, la consommation européenne disposera d'un grand nombre d'usages flexibles et reportables lors des périodes de tension, au même titre que la France.

(iii) Enfin, au-delà de la structure des mix européens, il est important de rappeler que la grande majorité des épisodes de vent faible en France ne seront pas simultanés avec une faible production éolienne sur l'ensemble de l'Europe. En effet, la diversité des situations de vent au sein d'une zone géographique conduit à une décorrélation partielle et un certain degré de foisonnement, rendant la production éolienne d'autant plus stable que celle-ci est considérée à une maille géographique large. Certains pays disposent par ailleurs de vents plus forts et de grands parcs en mer (en particulier la Grande-Bretagne, dont les facteurs de charge éoliens sont notablement plus élevés que ceux de la France). Dans le cas où le vent serait particulièrement faible en France, il demeure possible que les conditions de vent soient plus favorables dans le reste de l'Europe.

L'analyse montre par ailleurs que le phénomène de foisonnement est plus fréquent au cœur de l'hiver que sur le reste de l'année. Cet aspect est globalement favorable pour la gestion de l'équilibre offre-demande, puisque c'est au cours de l'hiver que se présentent la majorité des risques de tension pour le système électrique *(voir 7.7.2).*

Ainsi, le facteur de charge éolien (terrestre et en mer réunis) est inférieur à 10% pendant 6% des heures hivernales en France, mais ce taux se réduit à 4% sur le périmètre de la France et de l'Allemagne (souvent scruté dans les débats), et même à 0,3% si l'on élargit le périmètre à la France et ses voisins directs.

Figure 8.25 Pourcentage des heures hivernales et estivales avec un faible facteur de charge éolien, à différents périmètres géographiques, dans M23-2050, pour l'hiver (en haut) et l'été (en bas)



À l'inverse, en été, la probabilité d'être confronté à un facteur de charge horaire en dessous de 10 % sur la France et ses pays voisins est de l'ordre de 5 %. Les risques d'occurrence d'absence de vent sont donc plus faibles en hiver qu'en été.

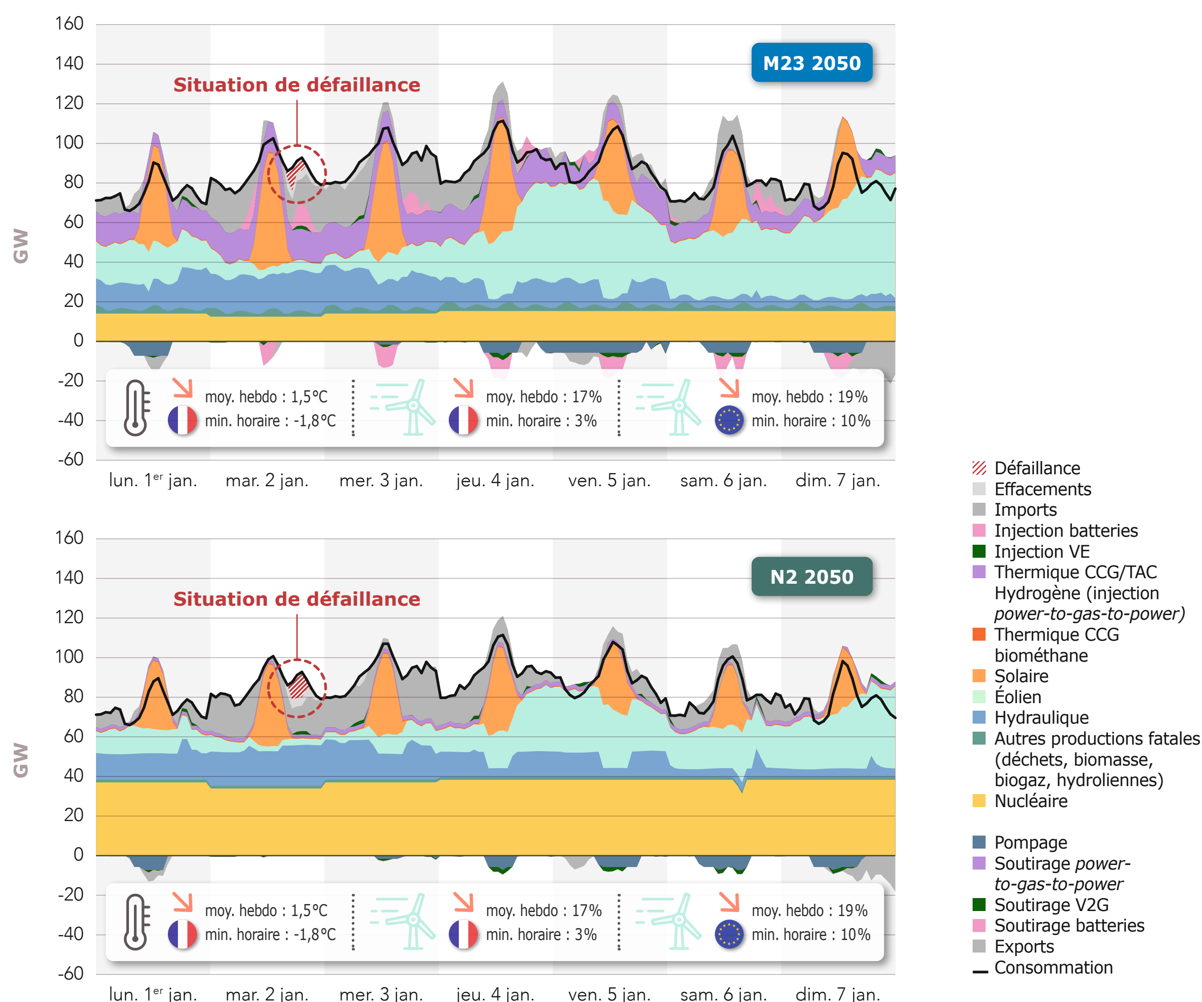
Des situations de vent faible sur une large part de l'Europe de l'Ouest ne sont pas à exclure mais leurs probabilités d'occurrence sont extrêmement faibles.

8.4.2.4 En hiver, lors des périodes sans vent en Europe combinées à des vagues de froid, des situations de défaillance sont possibles

Par rapport à aujourd'hui, l'évolution du mix conduit à augmenter la résilience à une vague de froid, mais aussi à réduire celle à des épisodes sans vent. **Étant donné le critère de dimensionnement du système électrique présenté dans la partie 7.1.2.2, dans certaines configurations extrêmes de conjonction de froid et de très faible vent, le système électrique français peut être marqué par un déséquilibre entre l'offre et la demande (aussi appelée « situation de défaillance »), et ce, quel que soit le scénario de mix considéré.**

Les exemples ci-dessous permettent d'illustrer ce type de configuration pour les scénarios M23 et N2 en 2050. Dans les deux scénarios, sur la semaine d'hiver considérée, la consommation atteint des valeurs très élevées, avec des pointes de l'ordre de 110 GW, du fait de températures froides, de l'ordre de 1°C en moyenne journalière sur la France. Ces

Figure 8.26 Fonctionnement du système électrique lors d'une conjonction d'aléas de température basse et de vent faible en 2050



niveaux de température sont bas, dans la mesure où ils apparaissent en général seulement quelques jours par an en 2050 dans le référentiel climatique considéré intégrant le changement climatique, mais ils ne sont pas extrêmes et restent loin des niveaux susceptibles d'être atteints à une fréquence décennale (-4 °C). En revanche, la situation est rendue délicate sur le plan de l'équilibre offre-demande par la combinaison de ce froid avec des niveaux très faibles de vent, provoquant des pics extrêmes de consommation résiduelle. Alors que la demande est élevée sur l'ensemble de la semaine considérée, les risques de défaillance apparaissent lors du creux de production éolienne en France (facteur de charge horaire pour les parcs terrestres et maritimes de l'ordre de 3 % au plus bas) et à une heure où la production solaire est nulle (début de soirée).

Les moyens pilotables en France (hydraulique, nucléaire, thermique décarboné, batteries) et la flexibilité de la demande sont alors mobilisés pour contribuer à l'équilibre offre-demande mais peuvent ne pas suffire sur certaines heures de la semaine les plus tendues. Par ailleurs, le système électrique français a recours à des imports pour une partie de son approvisionnement sur la semaine considérée mais les interconnexions ne sont pas utilisées à leur capacité maximale, du fait d'un manque de moyens disponibles également dans les pays voisins.

En effet, les conditions météorologiques en France ne sont pas à elles seules source de défaillance. Les tensions pesant sur la sécurité d'alimentation se matérialisent essentiellement dans le cas où ces aléas météorologiques surviendraient concomitamment sur une large part de l'Europe – ce qui est possible et fait partie des situations modélisées par RTE.

Dans cet exemple, des températures largement négatives sont constatées dans la majeure partie de l'Europe tandis que, dans le même temps, de très faibles vitesses de vent sur toute l'Europe centrale et la mer du Nord entraînent des facteurs de charge éoliens très bas dans la plupart des pays *(cf. figure 8.27)*. La combinaison de la forte consommation (conséquence du froid) et de la faible production éolienne dans la majorité des pays européens limite alors les possibilités d'imports de la France depuis les pays voisins : lors de l'épisode de défaillance, la France ne peut importer qu'entre 10 et 15 GW alors que des imports de l'ordre de 30 GW sont observés à d'autres périodes de cette même semaine.

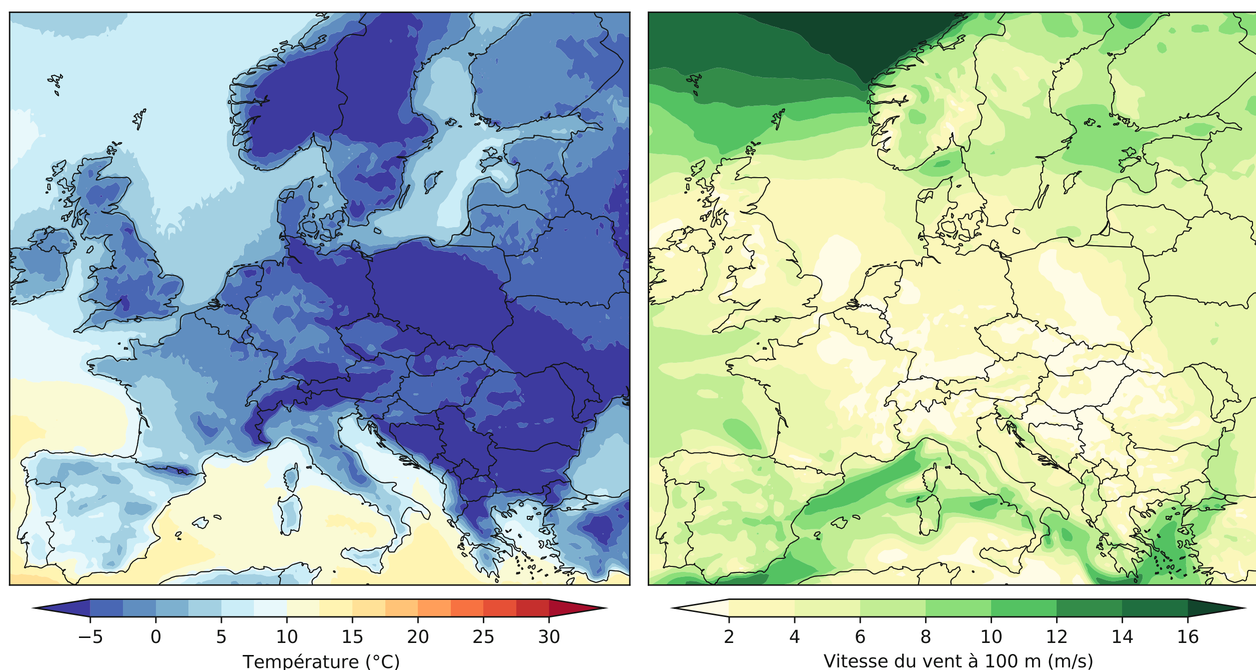
Dans cette situation, la puissance potentiellement délestée serait de l'ordre de 4 à 10 GW pendant quatre heures consécutives : cela signifie que sur cette période, de l'ordre de 5 à 10 % des consommateurs seraient coupés de manière temporaire. Ce type de situation reste toutefois rare et n'intervient qu'une fois tous les vingt ans environ dans le référentiel climatique projeté en 2050. Se couvrir contre ce type de situation nécessiterait des moyens de flexibilité supplémentaires, et donc augmenterait le coût du système.

Cet exemple est représentatif des situations météorologiques les plus problématiques pour l'équilibre offre-demande à long terme (au même titre que les vagues de froid actuellement). Les épisodes de défaillance, quel que soit le scénario, combinent deux caractéristiques principales :

- des **vents faibles sur une grande partie de l'Europe,** notamment les zones où sont installés la majorité des parcs éoliens : nord de la France, mer du Nord et les pays qui la bordent de l'Angleterre à la Scandinavie. Sur ces zones, en moyenne sur l'ensemble des journées menant à une défaillance en France en 2050, il y a moitié moins de vent que la moyenne hivernale.
- des **températures basses sur une grande partie de l'Europe.** En moyenne sur l'ensemble des journées menant à une défaillance en France en 2050, la température est de l'ordre de 5°C à 7°C inférieure aux normales hivernales, en France mais aussi en Belgique, aux Pays-Bas ou encore en Allemagne.

Ces conditions météorologiques combinant froid et manque de vent sur une grande partie de l'Europe entraînent des risques de défaillance dans tous les scénarios considérés, du fait de la part croissante de l'éolien dans le mix. **Les scénarios de mix avec des parts importantes d'éolien sont logiquement plus sensibles au manque de vent, avec des situations de défaillance caractérisées par un vent très faible sur l'ensemble de l'Europe, et en particulier sur la mer du Nord.**

Figure 8.27 Cartes de température (à gauche) et de vitesse de vent[8] (à droite) moyennes sur la journée du 2 janvier, menant à une situation de défaillance dans l'exemple de la figure 8.26

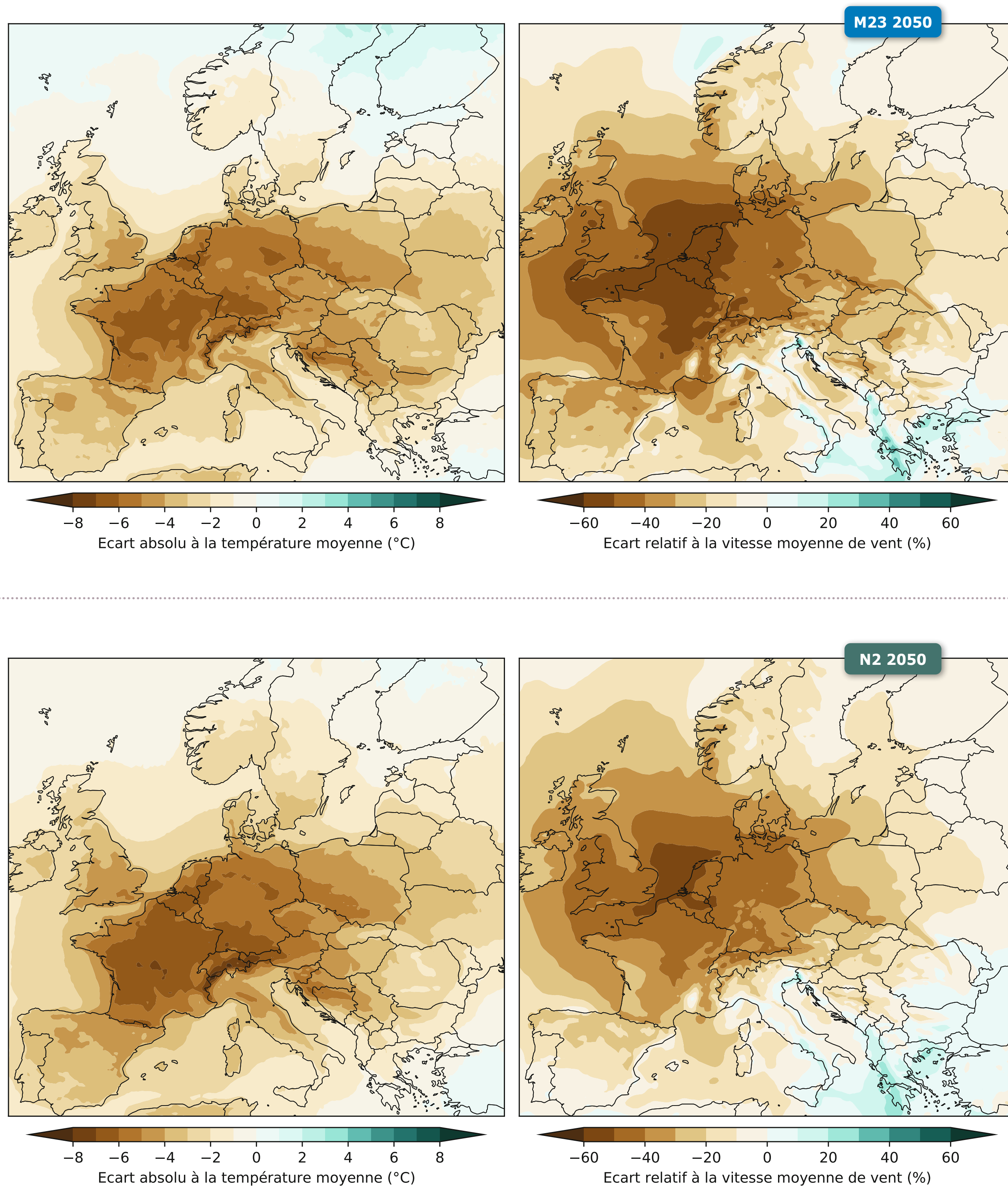


Les scénarios avec une part plus importante de nucléaire sont quant à eux plus sensibles aux vagues de froid.

Ainsi, dans tous les scénarios mais plus particulièrement ceux dans lesquels la capacité nucléaire est la plus faible, les épisodes de vent faible sur l'ensemble de la plaque européenne et de températures basses constituent des périodes de stress, dont les plus sévères conduisent à du délestage. Ces épisodes existent et ont été rencontrés dans les années passées (par exemple sur la journée du 20 janvier 2016).

8. Vitesse à une hauteur de 100 m (soit environ la hauteur des éoliennes). Les éoliennes démarrent à partir d'une vitesse d'environ 3 m/s et atteignent leur puissance maximale pour des vents de l'ordre de 10 à 15 m/s.

Figure 8.28 Cartes des écarts en température et en vitesse de vent de la moyenne des jours menant à une situation de défaillance en France dans les scénarios M23 ou N2 en 2050, par rapport à la moyenne sur l'ensemble de l'hiver (novembre-février)



8.4.3 Stress test n° 2 « canicules » : une tension accrue sur le système électrique mais un risque qui reste maîtrisé en s'appuyant sur une forte production solaire et sur la sollicitation de capacités de flexibilité importantes

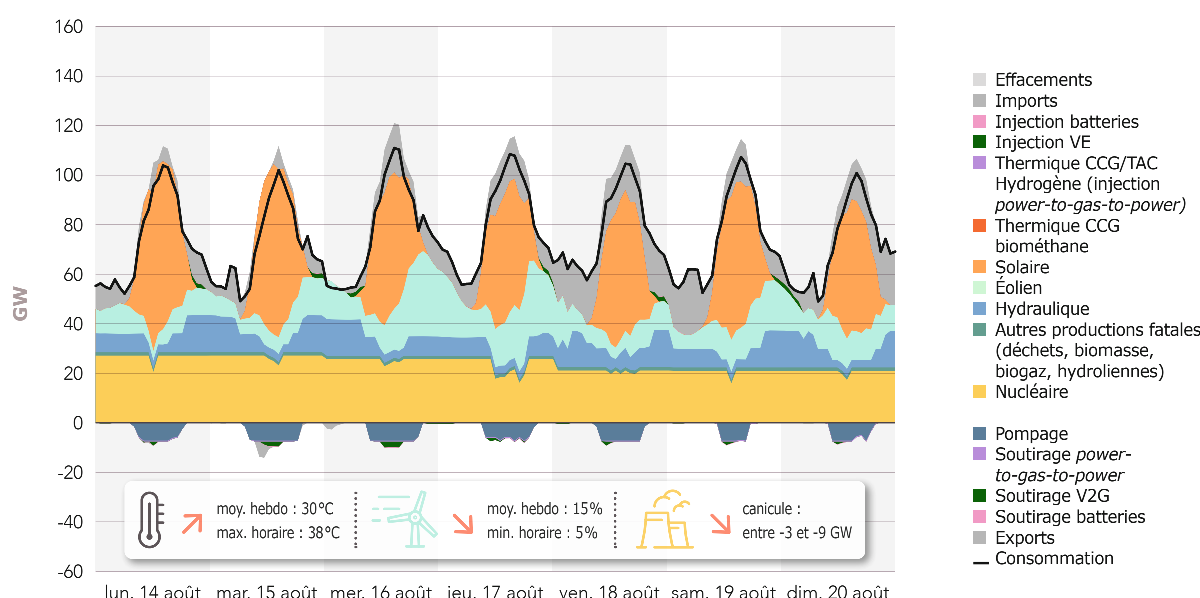
Le fonctionnement du système électrique lors des périodes de canicule constitue également un point d'attention important dans l'analyse du système électrique. En effet, la canicule est susceptible d'affecter largement les différents déterminants en matière de consommation et de production : pic de consommation lié à la climatisation, effets sur le rendement et la disponibilité des centrales thermiques et nucléaires, dégradation du rendement des panneaux photovoltaïques (lors des situations d'extrême chaleur), corrélation avec un niveau de vent relativement faible, etc.

Cette sensibilité du système aux épisodes de canicule n'est pas nouvelle et se retrouve dans les expériences récentes. En août 2003, l'épisode caniculaire avait conduit à limiter la production nucléaire de plusieurs gigawatts, ce qui avait eu pour conséquence de réduire les marges d'exploitation et s'était traduit par des prix très élevés sur les marchés de plus de 1 000 €/MWh. Plus récemment, fin juillet 2019, la canicule avait amené à atteindre une consommation de près de 60 GW (dont environ 14 GW dus à la climatisation) et à réduire la disponibilité du parc nucléaire de près de 6 GW. Lors de cet épisode, les filières éolienne et solaire ont contribué à l'équilibre offre-demande avec près de 8 GW en milieu de journée et encore 4 GW à 19 h lors de la journée la plus chaude. Même réduites, les marges d'exploitation étaient toutefois restées suffisantes, avec des nombreuses centrales thermiques à l'arrêt et démarrables rapidement.

Sur des horizons de long terme, les effets du changement climatique et l'augmentation attendue de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur *(voir 8.2.1)* conduisent à porter une attention accrue à ces configurations.

Dans les simulations réalisées pour les *Futurs énergétiques 2050*, de nombreuses vagues de chaleur plus intenses et plus longues que celles

Figure 8.29 Fonctionnement du système électrique lors d'une canicule avec un faible vent dans le scénario N2 en 2050



observées historiquement sont représentées. Pour l'essentiel de ces configurations, la simulation ne montre pas de tension spécifique sur l'équilibre offre-demande. Même si la consommation atteint des niveaux importants au cours de ces périodes et que des réacteurs nucléaires sont indisponibles en même temps, l'équilibre entre production et consommation peut être assuré grâce à :

- une production photovoltaïque très conséquente, en particulier en milieu de journée, les situations de canicule étant très généralement associées à un rayonnement solaire important et une faible nébulosité ;
- une sollicitation importante des flexibilités «de court terme» notamment de la flexibilité de la demande, des batteries ou encore des STEP permettant de maximiser l'utilisation de la production photovoltaïque soit en plaçant de la consommation en milieu de journée, soit en stockant de l'énergie sur cette période afin de la restituer la nuit ;
- en complément, la sollicitation de la production thermique (centrales à hydrogène) ou les imports permettra d'assurer l'équilibre offre-demande en cas de besoin complémentaire.

À titre d'illustration, un exemple de situation de canicule combinée à une faible production éolienne est présenté sur la figure ci-contre. Dans cette configuration, la température atteint des niveaux plus élevés que lors de la canicule de 2003 avec des températures moyennes journalières[9] supérieures à 30 °C, entraînant des pics de consommation de plus de 100 GW dont 28 GW dus à la climatisation, tandis que le facteur de charge éolien reste faible et descend parfois autour de 5 % seulement. La canicule affecte également la disponibilité des réacteurs nucléaires avec, dans le scénario N2, une perte de puissance d'au moins 3 GW sur l'ensemble de la semaine et pouvant atteindre jusqu'à 9 GW à certains moments. En revanche, la production photovoltaïque est importante (plus de 50 GW en milieu de journée dans un scénario type N2) et le fonctionnement du pompage turbinage ou encore le positionnement de la demande lors des heures méridiennes permettent de lisser les variations à l'échelle journalière. Dans cet exemple, tous les moyens ne sont pas mobilisés et le risque pour la sécurité d'approvisionnement reste finalement faible, y compris pour les scénarios avec une capacité significative de nucléaire.

La résilience du système électrique aux situations de canicules reste toutefois adossée à un certain nombre d'hypothèses, qui devront être confrontées au retour d'expérience issu d'événements chauds appelés à être de plus en plus contraignants. L'évolution réelle du climat, des contraintes environnementales, de la résistance matérielle des ouvrages du système face aux fortes chaleurs (voire aux incendies associés), tant du côté de la production que de l'acheminement, ou encore la disponibilité de la production thermique et des imports sont autant de paramètres qui pourront affecter le fonctionnement du système lors de ces événements.

9. La température moyenne journalière (qui intègre la température observée sur l'ensemble de la journée et de la nuit) ne doit pas être confondue avec la température maximale atteinte au cours de la journée. Ainsi, une situation avec une température moyenne journalière supérieure à 30 °C apparaît très rarement, alors que ce niveau de température peut être atteint beaucoup plus fréquemment sur quelques heures de la journée.

8.4.4 Stress test n° 3 « sécheresses » : un risque accru pour l'approvisionnement, en particulier si les sécheresses longues sont concomitantes à des périodes froides et sans vent

Les situations de sécheresse peuvent entraîner une forte incidence sur le système électrique, dans la mesure où elles sont susceptibles d'affecter la production hydraulique mais également la disponibilité des réacteurs nucléaires (dont la production combinée représente plus de 80 % du mix électrique aujourd'hui). Ces situations peuvent par ailleurs se prolonger sur des durées relativement longues

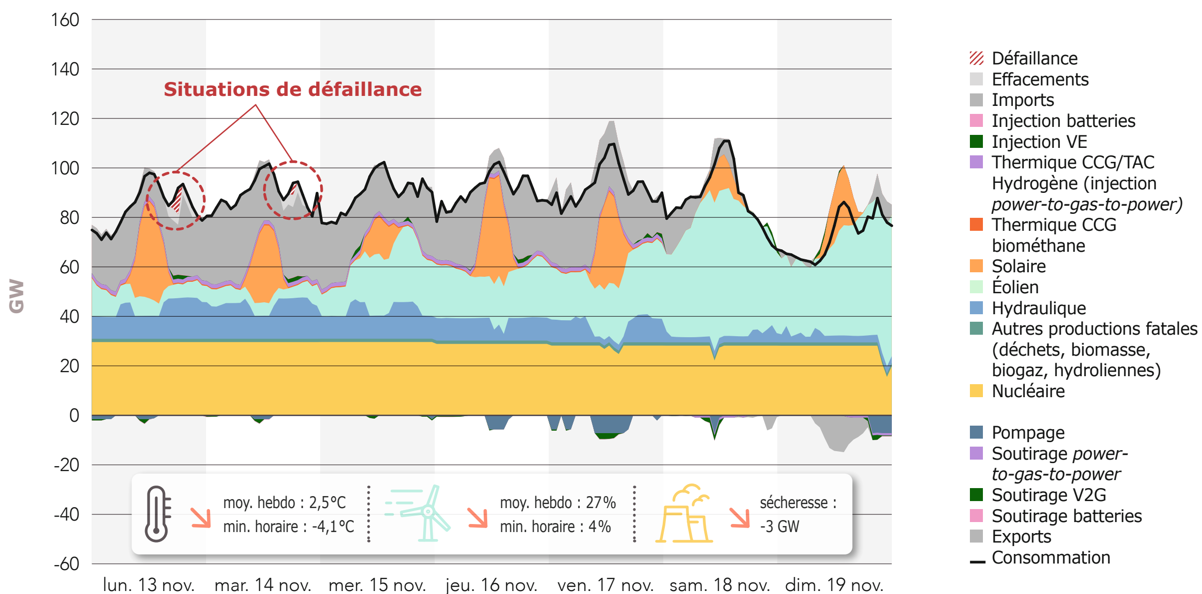
Au cours des quinze dernières années, l'impact des sécheresses sur le volume d'indisponibilités du parc nucléaire s'est accentué. Jusqu'à 4 GW de réacteurs nucléaires ont ainsi été simultanément mis à l'arrêt lors d'épisodes de ce type survenus ces six dernières années. La durée d'indisponibilité est en revanche variable selon les réacteurs concernés. À titre d'exemple, lors de la sécheresse de l'été 2020, les durées de mise à l'arrêt ont varié entre un et près de 40 jours selon les tranches. Lors de ces épisodes, le niveau de production hydraulique, en particulier celle au « fil de l'eau » (sans retenue), peut alors être plus faible qu'à l'accoutumé. L'impact est toutefois dépendant de la zone touchée par la sécheresse.

Jusqu'à aujourd'hui, ces épisodes n'ont pas entraîné de tension pour le système électrique, notamment car ils surviennent lors de périodes de consommation faible ou modérée.

À l'horizon 2050, la plus forte probabilité des situations de sécheresse notamment au cours de l'automne *(voir 8.2.2)* pourra conduire à un risque accru pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, en particulier si elles se combinent avec une situation de vent faible, voire de période froide.

Sans conjonction avec ces autres aléas, le risque devrait rester faible, notamment grâce à des productions solaire et éolienne soutenues et qui suffiront à faire face aux baisses de disponibilité du

Figure 8.30 Fonctionnement du système électrique lors d'une sécheresse sans vent concomitante à une vague de froid précoce dans le scénario N2 en 2050



reste du parc. Des combinaisons de ce type font partie des configurations envisagées par RTE et des référentiels climatiques de long terme établis par Météo-France, mais restent particulièrement rares.

Il convient de rappeler que ce constat est par ailleurs adossé à différents points susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande effectif par rapport aux prévisions actuelles, entre autres : la localisation des centrales nucléaires arrêtées ou mises en service, l'évolution potentielle de la réglementation environnementale autour de ces centrales nucléaires, ou encore l'impact effectif du changement climatique sur le niveau d'hydraulicité, dont les prévisions font aujourd'hui apparaître un large spectre de possibles.

Dans l'exemple ci-dessus, tiré du scénario N2 à 2050, la sécheresse se matérialiserait par un impact notable sur le parc de production. D'une part, la production du parc hydraulique serait sensiblement en baisse par rapport aux configurations standards, jusqu'à -65 % dans les régions les plus touchées. D'autre part, environ 3 GW de réacteurs nucléaires seraient coupés.

Dans cette configuration, le volume de production nucléaire non réalisée pour raison climatique reste relativement modéré. Pour autant, alors que l'intensité de la sécheresse considérée ne se situe pas dans les extrêmes, elle intervient dans cet exemple de manière concomitante avec d'autres aléas particulièrement défavorables : un niveau de production éolienne très faible et des températures froides.

Les risques pour la sécurité d'alimentation surviennent alors en soirée, lorsqu'il n'y a plus de production solaire, et ce malgré des imports très conséquents. Le déséquilibre offre-demande résulte alors pour un peu moins de la moitié de l'impact de la sécheresse sur la disponibilité du parc de production, le reste résultant de l'absence de vent et de la température très faible. Les risques de rupture d'approvisionnement disparaissent en revanche dès que la production éolienne revient à des niveaux modérés.

Des études complémentaires seront néanmoins nécessaires pour affiner l'analyse de l'impact des sécheresses sur le système électrique à long terme. À défaut de projections précises sur l'évolution des usages de l'eau, l'analyse réalisée dans les *Futurs énergétiques 2050* se fonde ainsi sur l'hypothèse que les prélèvements d'eau (hors système électrique) à l'horizon 2050 seront similaires à ceux observés aujourd'hui. Or, de possibles évolutions structurantes comme un recours accru à l'irrigation, sont susceptibles d'entraîner des conflits d'usage sur l'eau et par conséquent une tension accrue sur l'équilibre offre-demande électrique, y compris sur des périodes estivales. Ces points feront l'objet d'analyses complémentaires.